

0-797359

На правах рукописи



**ХАКИМЗЯНОВ Ильгизар Нургизарович**

**ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА  
РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
СКВАЖИНАМИ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ**

Специальность 25.00.17 - Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**

**диссертации на соискание ученой степени  
доктора технических наук**

Бугульма 2012 г.

Работа выполнена в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина

**Научный консультант:**

- доктор технических наук, профессор,  
академик АН Республики Татарстан  
**Ибатуллин Равиль Рустамович**

**Официальные оппоненты:**

**Владимиров Игорь Вячеславович**  
доктор технических наук, профессор,  
ООО НПО «Нефтегазтехнология»,  
заместитель директора по научной работе

**Иктисанов Валерий Асхатович**  
доктор технических наук, профессор,  
Институт «ТатНИПИнефть»,  
зав. лабораторией отдела исследования скважин,  
коллекторов и углеводородов

НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА КФУ



**Мухаметшин Рустам Закиевич**  
доктор геолого-минералогических наук,  
Казанский (Приволжский) Федеральный  
Университет, институт геологии и нефтегазовых  
технологий, кафедра геологии нефти и газа  
им. А.А.Трофимука, доцент

**Ведущая организация**

**Удмуртский государственный университет,  
институт нефти и газа им. М.С.Гуцериева**

Защита состоится « 20 » сентября 2012 года в 13<sup>30</sup> часов на заседании диссертационного совета Д 222.018.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть» по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М. Джалиля, 32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти по адресу: 423236, г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32.

Автореферат разослан «17» августа 2012 г.

**Ученый секретарь**

диссертационного совета,  
кандидат технических наук

И.В.Львова

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность темы.

В настоящее время накопился огромный отечественный и зарубежный опыт применения горизонтальных технологий (ГТ) разработки месторождений углеводородов, который включает в себя бурение и эксплуатацию разветвленно-горизонтальных скважин (РГС), реанимацию неэффективного фонда скважин путем бурения дополнительных боковых стволов (БС) и стволов с горизонтальным окончанием (БГС) на залежах, содержащих различные продуктивные пласты: низкопроницаемые и неоднородные; с развитой системой трещиноватости; малой толщины. Горизонтальные технологии применяются на месторождениях со степенью выработанности 75-80%, с тупиковыми, периферийными и застойными зонами, с линзовидными прослоями различной конфигурации, для разработки месторождений, находящихся под природоохранными зонами, водоемами, в местах, где ограничена возможность ведения буровых работ.

Скважины с горизонтальным окончанием (далее будем иметь ввиду ГС и РГС) имеют большую зону дренирования пластов, что способствует повышению дебитов скважин и увеличению нефтеотдачи залежи. При применении систем скважин с горизонтальным окончанием (СГО), вследствие увеличения степени охвата дренированием, в разработку могут быть вовлечены запасы с высокой геологической неоднородностью, расчлененностью, с наличием многочисленных зон замещения продуктивных пластов и зон выклинивания.

Вскрытие продуктивных пластов скважинами с горизонтальным окончанием - одна из ключевых промысловых технологий, появившихся за последнее десятилетие. Поэтому крайне важно при выборе той или иной конструкции скважины с горизонтальным окончанием учитывать состояние продуктивного пласта, требования, которые предъявляются к разработке месторождения, полную стоимость предстоящих работ и степень общего риска.

Республика Татарстан, в том числе и ОАО «Татнефть», являются одними из лидеров в области применения горизонтальных технологий. Поэтому 35-ти летний опыт эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием позволил выявить как преимущества таких скважин перед вертикальными, так и недостатки, которые заключаются в их низкой продуктивности. В случаях неудачного применения скважин с горизонтальным окончанием одна из причин – стереотипы, сложившиеся при проектировании систем разработки вертикальными скважинами. Скважины с горизонтальным окончанием, в отличие от вертикальных, имеют ряд существенных особенностей, выдвигающих дополнительные требования к обоснованию места их заложения, направлению их проводки и длины условно-горизонтального ствола (УГС).

В связи с этим, актуальным направлением работ в области бурения и эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием, наравне с созданием технических средств, технологий вскрытия и освоения продуктивных пластов, является разработка методических основ проектирования геолого-физических критериев применения и выбора направления, длины и траектории условно-горизонтального ствола скважины с горизонтальным окончанием.

Таким образом, совершенствование планирования, проектирования и надлежащего контроля над внедрением технологии разветвленно-горизонтального бурения является одной из важнейших и актуальных задач нефтяной отрасли.

Цель диссертационной работы заключается в создании научно-методических основ проектирования и совершенствования технологий и систем разработки месторождений нефти с применением скважин с горизонтальным окончанием для их широкой промышленной реализации, а также в определении геолого-физических критериев применения таких скважин в условиях месторождений Татарстана.

### Основные задачи исследований

1. Анализ и обобщение опыта строительства и длительной эксплуатации 589 СГО на

нефтяных месторождениях Республики Татарстан и выявление путей их дальнейшего совершенствования (на примере месторождений ОАО «Татнефть»).

2. Разработка методических основ проектирования геолого-физических критериев применения и выбора направления, длины и траектории условно-горизонтального ствола СГО.

3. Установление зависимости эффективности применения ГТ от особенностей геологического строения продуктивного пласта – его расчлененности, анизотропии, характера трещиноватости, неоднородности, пористости, проницаемости, толщины.

4. Выделение категорий перспективности горизонтального бурения по эксплуатационным объектам разработки.

5. Обоснование типа профиля и оптимального количества стволов у СГО с использованием геолого-технологических моделей.

6. Оценка зависимости технологических показателей разработки месторождения с применением СГО от их конфигурации.

7. Выявление условий применения системы ППД и критериев по обоснованию эффективности системы заводнения при разработке нефтяных месторождений с применением ГТ на основе численного моделирования (на примере турнейской залежи Сиреневского нефтяного месторождения).

8. Оценка влияния конусообразования воды у СГО на эффективность ее эксплуатации.

9. Оценка влияния интерференции РГС на эффективность их эксплуатации на основании крупномасштабных математических экспериментов с использованием 3D геолого-математической модели участка месторождения (на примере РГС №6159 и 6160 Пионерского месторождения).

10. Создание научно-методических аспектов практической реализации технологии многозбойного заканчивания скважин в ОАО «Татнефть».

11. Обоснование применения многофункциональных скважин на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти (на примере участка Сабанчинского месторождения) с использованием геолого-технологической модели.

Научная новизна выполненной работы:

1. На основе анализа эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием разработана методика по выбору объектов для применения технологии горизонтального бурения.

Установлены три категории объектов по перспективности применения технологии горизонтального бурения: 1 – массивные залежи турнейского и башкирского яруса с нефтенасыщенной толщиной от 10 м и выше, пластовые залежи верейского и яснополянского объекта с нефтенасыщенной толщиной от 3 м и выше, 2 – объекты разработки многопластового типа башкирского яруса с высокорасчлененными (расчлененностью более 2,1 и числом характерных прослоев более трех) карбонатными коллекторами толщиной до 2 м, с газонасыщенным разрезом выше нефтяных залежей, 3 – объекты с водонефтяными зонами и подошвенными частями залежей, а так же высоко выработанные (более 90%) объекты карбонатных и терригенных отложений.

2. Получены зависимости, связывающие конечный коэффициент нефтеизвлечения, дебит нефти и водонефтяной фактор с параметром интенсивности системы заводнения (соотношением добывающих и нагнетательных скважин) при разработке нефтяных месторождений с использованием скважин с горизонтальным окончанием при одинаковых геолого-физических характеристиках продуктивных пластов и условий разработки.

Разработан комплексный критерий по оценке эффективности системы заводнения, в который входят коэффициент нефтеизвлечения, водонефтяной фактор, суммарный дебит скважин и способность системы заводнения обеспечивать поддержание пластового давления на начальном уровне.



3. С целью обоснования применимости теоретических формул расчета дебитов СГО для различных типов коллекторов месторождений Татарстана выделены три группы СГО: I – средние начальные дебиты скважин выше расчетных дебитов; II – средние начальные дебиты находятся в диапазоне расчетных; III – средние начальные дебиты скважин ниже расчетных дебитов. Выявлено, что в первую группу попадают 56,1% скважин, пробуренных на бобриковские отложения, 27,3% скважин второй группы относится к башкирскому ярусу, и 67,1% скважин турнейского яруса попадают в зону третьей группы скважин с горизонтальным окончанием. Значения начальных дебитов нефти скважин с горизонтальным окончанием имеют тенденцию к отклонению от расчетных дебитов в сторону уменьшения в зависимости от увеличения длины горизонтального участка ствола.

4. Для отложений бобриковского горизонта определена зависимость начального дебита нефти от работающей длины горизонтального ствола скважины с горизонтальным окончанием. Показано, что с увеличением работающей длины горизонтального ствола скважины с горизонтальным окончанием наблюдается тенденция к росту начального дебита нефти.

5. Созданы основные принципы проектирования горизонтального ствола для условий месторождений Республики Татарстан, характеризующихся структурой остаточных запасов нефти с преобладающей долей трудноизвлекаемых запасов в карбонатных и низкопроницаемых в терригенных коллекторах, водонефтяных и высокообводненных зонах, с нефтью повышенной вязкости. В частности, показано, что траекторию горизонтальных стволов в зоне ВНК необходимо проводить в карбонатных коллекторах не менее чем на 10 м выше гипсометрической отметки ВНК, в терригенных – не менее чем на 3 м. Получена зависимость дебита нефти и обводненности скважины с горизонтальным окончанием от расстояния горизонтального ствола до ВНК для терригенных и карбонатных отложений.

6. Впервые численно решена задача о совместном движении многофазного многокомпонентного флюида в пласте и в стволе скважины с горизонтальным окончанием. Показано, что при добыче нефти с вязкостью больше 90 мПа·с при движении многофазного флюида по горизонтальному стволу скважины наблюдаются потери давления, соизмеримые с депрессией на пласт.

#### Практическая значимость полученных результатов:

1. Применительно к объектам разработки Республики Татарстан показано, что при выборе оптимальной конфигурации скважин с горизонтальным окончанием необходима оценка экономической жизнеспособности проекта, учитывающая факторы, которые могут оказать значительное влияние на финансовые результаты. Это – характеристики коллектора, способы и методы разработки, производственные возможности, наличие соответствующих технологий, а также опыт буровой компании и планирование.

2. По полученной зависимости начального дебита нефти от работающей длины горизонтального ствола скважины с горизонтальным окончанием к бурению на отложения бобриковского горизонта рекомендуются скважины с длиной горизонтального ствола более 200м.

3. Разработанные критерии по выбору объектов и принципы по применению горизонтального бурения использовались в НИР «Создание систем разработки нефтяных месторождений ГС с целью увеличения охвата пласта воздействием. Анализ влияния геолого-физических условий, технологических параметров и конструкции забоя на эффективность работы горизонтальных скважин» (договор № А.9.2-68/98, 2000 г.), «Сопоставительный анализ горно-геологических условий, техники, технологии и эффективности строительства ГС И БГС в Республиках Удмуртия и Татарстан» (договор № А.6.2.66/01, 2001 г.), «Повышение эффективности и конечной нефтеотдачи месторождений с трудноизвлекаемыми запасами при разработке системой многофункциональных «интеллектуальных» скважин» (2002 г.), «Ана-

лиз эффективности применения горизонтальных технологий (ГС, БГС) на нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» (2003 г.), «Мониторинг применения горизонтальной технологии в ОАО «Татнефть» (договор № 05.2460.05, 2005 г.), «Мониторинг применения горизонтальной технологии в ОАО «Татнефть» (2010 г.).

4. Авторские разработки использованы при составлении РД 39-0147585-214-00 (МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО по проектированию, строительству, геофизическим и промышленным исследованиям, эксплуатации горизонтальных скважин и разработке нефтяных месторождений с применением горизонтальной технологии, 2000 г.), РД 153-39.0-421-05 (МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО по геолого-технологическому обоснованию бурения горизонтальных, многозабойных скважин и боковых горизонтальных стволов, 2005 г.), РД 153-39.0-426-05 (МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО по расчету дополнительной добычи нефти от технологии «Бурение многозабойных скважин», 2005 г.), РД 153-39.0-597-08 (МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО по технологии разработки слабовырабатываемых запасов (тупиковые зоны, линзы, водонефтяные зоны, целики в заводненных зонах, микроструктуры в заводненных зонах) с горизонтальными и наклонными скважинами, скважинами с горизонтальными и вертикальными боковыми стволами, 2008 г.).

5. Под научным руководством автора защищена диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук Андреевым Д.В. на тему «Повышение эффективности разработки карбонатных трещинно-поровых коллекторов нестационарным гидродинамическим воздействием».

6. Результаты исследований, выполненных автором, применяются исследователями службами ОАО «Татнефть».

#### Апробация работы.

Основные положения и результаты работы докладывались и обсуждались на заседаниях технико-экономического Совета ОАО «Татнефть», а также на российских и международных конференциях, симпозиумах и форумах: межд. конф. «Разработка газоконденсатных месторождений» (г.Краснодар, 1990 г.), International Conference «Flow throughout porous media: fundamentals and reservoir engineering applications» (Moscow, 1992), межд. конф. «Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и битума» (г.Казань, 1994), совещании в АО «Татнефть» по проблемам повышения нефтеотдачи (г.Альметьевск, сентябрь 1995 г.), на семинаре-дискуссии «Концепция развития методов увеличения нефтеизвлечения» (Бугульма, 27-28 мая 1996), науч.-техн. конф. «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России» (г.Москва, 22-24.01.97), конференции «Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей» (15-20.06.1997, г.Туапсе, Роснефть-Термнефть), на Втором Международном Симпозиуме «Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения» (Санкт-Петербург, 23-27.06.1997 г.), на науч.-практ. конф. VI Международной специализированной выставки «Нефть, газ – 1999» (Казань), на Юбилейной конф. «Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений» (Санкт-Петербург, 1999 г.), на семинаре-дискуссии «Горизонтальные скважины: бурение, эксплуатация, исследование» (р.п. Актюба, 2-3.12.1999 г.), на науч.-практ. конференции VII Межд. специализированной выставки «Нефть, газ – 2000» «Новые идеи поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений» (Казань, 5-8.09.2000 г.), на 3-й межд. науч.-практ. конф. «Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей» (Анапа, 24-28.09.2001 г.), 11<sup>th</sup> Oil, Gas & Petrochemical Congress & Exhibition (Upstream Oil Industry) (29-31 October, Tehran, Iran), на науч.-практ. конф. «Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения», посвященная 10-летию Академии наук Республики Татарстан (Казань, 29-30 ноября 2001 г.), VII Межд. конф. «Стр-во горизонтальных скважин» (Ижевск, 23-24 октября 2002 г.), Межрег. геолог. научн.-техн. конф. «Эффективность геологоразведочных работ и ре-

зультаты опытно-промышленных работ по использованию новых технологий поиска залежей углеводородов» (г. Ленингородск, 23-25 апреля 2003г.), A Forum to Discuss Field Work and Reservoir Management, through the use of Multilaterals, Intelligent Completions, and Expandables by Russian and International Oil and Gas Companies (Radisson SAS Slavyanskaya Hotel. Moscow, Russia. June 24-26, 2003), IV Межд. науч.-практ. конф. «Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей» (Анапа, 29.09-3.10.2003 г.), практ. конф. «Новые технико-технологические решения в области строительства наклонных и горизонтальных скважин» (Москва, «Renaissance Moscow Hotel», 16 июня 2004г.), Московском Форуме Информационных Технологий Компании Landmark Graphics (Москва, 20-23 сентября 2004г), XI Межд. конф. по разработке нефтяных и газовых месторождений горизонтальными скважинами (Ижевск, 2-3 ноября 2004 г.), OGI Russia Petroleum Technology Forum "Downhole High-Tech Well Technologies" (Exposentr Moscow, Russia, 2005, 9-10 March), науч.-техн. конф. «О перспективах разработки карбонатных коллекторов и новые технологии увеличения коэффициента извлечения нефти» (Лениногорск, 26 апреля 2007г.), VII науч.-практ. конф. «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» (Геленджик, 25-27.09.2007г.), науч.-техн. конф. «Техника и технология разработки нефтяных месторождений» посвященной 60-летию начала промышленной разработки Ромашкинского месторождения (Лениногорск, 15.08.2008 г.), III науч.-практ. конф. «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» (Небуг, 16-18.09.2008г.), IX науч.-практ. конф. «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» (Небуг, 15-17.09.2009г.), Юбилейной конференции, посвященная 60-летию ОАО «Татнефть» (Альметьевск, 28.05.2010 г.), X науч.-практ. конф. «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» (Геленджик, 21-23.09.2010г.), 2-ой Межд. конф. ЭНЕРКОН. «Актуальные вопросы инновационного развития нефтегазовой отрасли» (Москва, 22-24 июня 2011 г.).

**Публикации.** Основные результаты диссертации опубликованы в 67 печатных работах, в том числе в 1 монографии, 1 патенте, 4 регламентирующих документах, 61 в статьях и докладах, в том числе 6 в журналах, рекомендованных ВАК.

**Объем работы.** Диссертационная работа состоит из введения, 6 глав, заключения и списка литературы. Работа содержит 388 страниц машинописного текста, 238 рисунков, 26 таблиц, 258 библиографических ссылок.

## **КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обозначены основная цель и направление исследований, обоснованы актуальность и важность решения проблемы по разработке методических основ проектирования применения СГО, критериев выбора их направления, длины и траектории при различных геолого-физических условиях залегания нефти.

Отмечено, что совершенствование планирования, проектирования и надлежащего контроля над внедрением технологии разветвленно-горизонтального бурения является одной из важнейших задач нефтяной отрасли.

**В первой главе** представлена история становления технологии бурения СГО по различным нефтяным регионам России и за рубежом. Становление технологии горизонтального бурения (ГБ), с учетом развития и совершенствования техники бурения, условно разбивается на пять этапов.

Вопросы теории и практики применения технологии горизонтального бурения в разработке нефтяных месторождений освещены в трудах следующих исследователей: Абдрахманова Г.С., Абдулмазито́ва Р.Г., Америкханова М.И., Алиева З.С., Бакирова И.М., Басниева К.С., Басова И.К., Бердина Т.Г., Берлина А.В., Бескровного Н.С., Борисова Ю.П., Брагина В.А., Бузинова С.Н., Владимировой И.В., Волкова Ю.А., Гилязова Р.М., Грайфера В.И., Григорьева А.В., Григоряна А.М., Григулецкого В.Г., Дияшева Р.Н., Евченко В.С., Егурцова Н.А., Зайцева

С.И., Закирова С.Н., Закирова И.С., Закирова Э.С., Зарипова А.Т., Захарченко Н.П., Зозуля Г.П., Золотухина А.Б., Зубова Н.В., Ибатуллина Р.Р., Ибрагимова А.И., Иктисанова В.А., Ипатов А.И., Кагана Я.М., Кнеллера Л.Е., Коноплева Ю.П., Корженевского А.Г., Котляровой Е.М., Кременецкого М.И., Крылова В.И., Крючкова Б.Н., Кудинова В.И., Кулинича Ю.В., Кульчицкого В.В., Куштановой Г.Г., Леви Б.И., Леготина Л.Г., Лозина Е.В., Лысенко В.Д., Максимова В.П., Маринина Н.С., Меркулова В.П., Мичелевичус Д.И., Молоковича Ю.М., Мохеля А.Н., Мукминова И.Р., Муслимова Р.Х., Мухаметшин В.Ш., Мухаметшина Р.З., Никитина Б.А., Никифорова А.И., Никонова В.А., Низаева Р.Х., Овчинникова М.Н., Панкова В.Н., Пилатовского В.П., Полубариновой-Кочиной П.Я., Рамазанова Р.Г., Рогачева М.К., Розенберга И.Б., Рузина Л.М., Савельева В.А., Санкина И.Б., Сафиуллина М.Н., Сомова Б.Е., Стрельченко В.В., Сулейманова Э.И., Сучкова Б.М., Табакова В.П., Таранчука Б.В., Тюрина В.В., Фазлыева Р.Т., Фархуллина Р.Г., Хайруллина М.Х., Хисамова Р.С., Хисамутдинова Н.И., Чекушина В.Ф., Черных В.В., Шакирова Х.Г., Шамсиева М.Н., Шеремета В.В., Юсупова И.Г., Янгуразовой З.А., Babu D.K., Butler R.M., Economides M.J., Ehlig-Economides C.A., Giger F.M., Goode P.A., Joshi S.D., Kuchuk F.J., Lichtenberger G.J., Odeh A.S., Raghavan R., Suprunowicz R., Thambynayagam R.K. и других.

Основной причиной технико-технологического отставания российской нефтяной промышленности в период 1995÷2000 гг. является недостаточное финансирование научных и научно-производственных организаций по проблеме ГБ на протяжении последних 20 лет, в течение которых происходило наращивание объемов строительства ГС в России.

В первой главе приведены анализ и обобщение опыта использования СГО в нефтеносных регионах России, таких как Краснодарский край (ООО «РН-Краснодарнефтегаз» Южно-Карский участок месторождения Зыбза-Глубокий Яр), Саратовская область (ОАО «Саратовнефтегаз Ириновское месторождение), Самарская область (ОАО «Самаранефтегаз» Боровское, Озеркинское, Кулешовское месторождения), Республика Башкортостан (АНК «Башнефть» Лемезинское, Узьбашское, Михайловское, Арланское, Татышлинское, Карача-Елгинское, Барьязинское, Туймазинское месторождения), Удмуртская Республика (Мишкинское, Ончугинское, Южно-Киенгопское, Чутырско-Киенгопское, Гремихинское, Лудошурское, Ельнинское месторождения), Республика Коми (Ярегское, Усинское, Воезейское месторождения), Западная Сибирь (ТНК-ВР Самотлорское месторождение), ОАО «Сургутнефтегаз» (Федоровское, Восточно-Сургутское месторождения).

Сегодня в мире основным методом вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов на месторождениях с различной характеристикой является технология многоствольных скважин, часто в сочетании с другими методами (гидроразрыв, заводнение, закачка воздуха, система гибких труб и др.).

В настоящее время с развитием технологий бурения имеется возможность бурить многоствольные скважины различной конфигурации, с длиной горизонтальной части ствола до 13 000 м и более, что расширяет возможность повышения нефтеотдачи и темпы разработки многопластовых нефтяных месторождений с низкой проницаемостью коллекторов и высоковязкими нефтями.

Ряд крупнейших международных нефтегазодобывающих (Shell, BP и др.) и сервисных (Шлюмберге, Халлибуртон, Бейкер Хьюз и др.) компаний пришли к соглашению об определенной систематизации конструкций многоствольных скважин в соответствии с их сложностью, управляемостью и надежностью. Классификация получила название TAML (развитие технологии многоствольных скважин). На данный момент выделено шесть групп многоствольных скважин.

В данной главе также приведен анализ и обобщение опыта использования СГО на месторождениях Европы, Америки, Венесуэлы, Канады, Ближнего и Среднего Востока (Вит Фар, Прадхо Бей, бассейн Ориноко и другие).

Анализу результатов эффективности и эксплуатации СГО на месторождениях ОАО

«Татнефть» Республики Татарстан уделено большое внимание в первой главе.

Строительство горизонтальных скважин в Республике Татарстан началось в 1976÷78 годы. К огромному сожалению, у нас в стране из-за того, что резко увеличилась добыча нефти (относительно дешевой) в Западной Сибири, резко снизился интерес к бурению ГС. Бурение ГС было возобновлено только в 1991 году.

До 1998 года эффективность СГО в целом оставалась достаточно высокой. С приобретением ОАО «Татнефть» в 1998 году более совершенного навигационного и бурового оборудования было положено начало качественно новому этапу развития горизонтальной технологии, о чем свидетельствуют результаты эксплуатации горизонтальных скважин в последние годы. Объем строительства горизонтальных скважин в Татарстане, как и во всем мире, с каждым днем увеличивается (рис. 1).

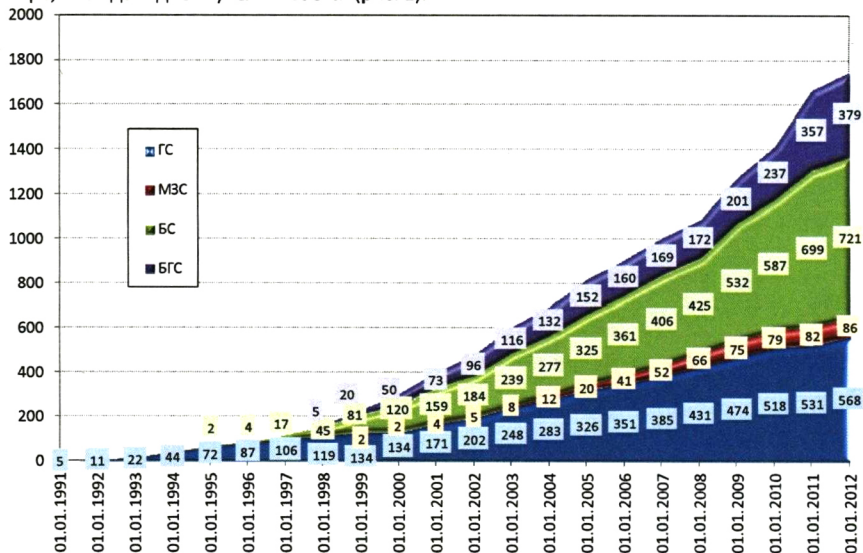


Рис. 1. Динамика бурения СГО, БГС и БС в Республике Татарстан

На 01.01.2012 г. в Республике Татарстан пробурено 568 горизонтальных и 86 разветленно-горизонтальных скважин. Накопленная добыча нефти составила 9,96 млн.т, в т.ч. по ГС – 8,66 млн.т, по РГС – 1,30 млн.т. В среднем на одну пробуренную скважину добыто 15,2 тыс.т нефти, средний текущий дебит нефти составляет 5,6 т/сут и обводненности 34,5%.

Средняя величина обводненности ГС находится на уровне: 40,2% и 55,7 %, для карбонатных и терригенных коллекторов, соответственно.

Распределение ГС ОАО «Татнефть» по объектам выглядит следующим образом: 0,2% - верейский, 11,1 % - башкирский ярус; 17,3% - протвинский горизонт; 0,9% - тульский горизонт; 20,9% - бобриковский горизонт; 12,7% - турнейский ярус; 31,8% - кизеловский горизонт; 0,8% - данково-лебедянский горизонт; 4,1% - девон (1 Д4 + 20 Д1).

По горизонтам и ярусам количество РГС распределилось следующим образом: башкирско-серпуховский – 32, турнейский – 34, бобриковский – 20. Суммарный текущий дебит нефти по бобриковским отложениям составляет 9,9 т/сут, по турнейским – 8,5 т/сут, по башкирско-серпуховским – 4,4 т/сут.

За 2011 год введено в эксплуатацию 33 ГС и четыре РГС с начальным средним дебитом нефти 9,5 и 5,1 т/сут и обводненностью 17,5% и 18,0 %, соответственно.

Одним из радикальных методов доизвлечения остаточных запасов нефти из невыработанного межскважинного пространства в ОАО «Татнефть» является проводка боковых стволов с уплотнением существующей сетки скважин и бурение боковых горизонтальных стволов.

На 01.01.2012 г. в ОАО «Татнефть» пробурено 233 БГС (218 добывающих и 15 нагнетательных), в т.ч. в 2005 году - 14 БГС на нефть, три под закачку, за 2006 год - одиннадцать БГС, за 2007 год - десять БГС, за 2008 год - десять БГС (девять добывающих и один нагнетательный), за 2009 год - пятнадцать БГС, за 2010 год - 22 БГС, за 2011 год - 29 БГС. Из них на Ромашкинском месторождении пробурено 193 БГС, Елабужском - три БГС, Ново-Елховском - четыре БГС, Сабанчинском - один БГС, Бастрьском - два БГС, Ново-Суксинском - один БГС, Ямашинском - один БГС, Бурейкинском - один БГС, Ильмовском - один БГС, Кутушском - один БГС, Тауташском - три БГС, Пионерском - один БГС.

По горизонтам количество пробуренных БГС распределилось следующим образом: бобриковский/радаевский - 178, кизеловский - 12, пашийский - два, заволжский - четыре, данково-лебедянский - три, башкирский - три, протвинский - один, верейский - один, турнейский - восемь.

В целом по Татарстану до резки БГС вертикальные скважины работали со средним дебитом по нефти 0,28 т/сут, со средней обводненностью - 47,9%. На 01.01.2012 г. средний дебит БГС по нефти составил 4,0 т/сут, средняя обводненность продукции 47,7%. Накопленная добыча за весь период эксплуатации скважин с БГС составила 1,43 млн.т.

На 01.01.2012 г. в ОАО «Татнефть» пробурено 695 БС (504 добывающих и 191 нагнетательный), в т.ч. в 2005 году 38 БС на нефть, десять под закачку, за 2006 год - 36 БС, за 2007 год 45 БС на нефть, 27 БС под закачку, за 2008 год - 55 скважин (49 добывающих и 6 нагнетательных), за 2009 год - 57 скважин (34 добывающие и 23 нагнетательные), за 2010 год - 65 скважин (40 добывающих и 25 нагнетательных), за 2011 год - 69 (45 добывающих и 24 нагнетательных).

Из них на Ромашкинском месторождении - 398, Ново-Елховском - 22, Сабанчинском - 11, Архангельском - четыре, Ашальчинском - 12, Бавлинском - 14, Бурейкинском - 25, Вишнево-Полянском - четыре, Кутушском - семь, Ново-Суксинском - 12, Нурлатском - семь, Первомайском - четыре, Пионерском - девять, Южно-Нурлатском - 22, Ивашкино-Мало-Сульчинском - шесть, Бастрьском - семь, Камышлинском - пять, Бондюжском - пять, Тюгеевском - два, Ямашинском - два, Аксубаевском - два, Лангуевском - один, Азевосалаушском - один, Красногорском - один, Екатериновском - один, Елабужском - один, Соколкинском - один.

В целом по Татарстану до резки БС вертикальные скважины работали со средним дебитом по нефти 1,5 т/сут, со средней обводненностью - 73,2%. На 01.01.2012 г. средний дебит БС по нефти составил 3,2 т/сут, средняя обводненность продукции 42%. Накопленная добыча за весь период эксплуатации скважин с БС составила 1,85 млн.т.

Результаты анализа эксплуатации БС и БГС в ОАО «Татнефть» показали, что успешность мероприятий по проводке БС в основном зависит от точности определения величины и местоположения остаточных запасов.

Технологическая эффективность проводки вторых стволов зависит от обоснованности ориентации ствола, целесообразность бурения определяется количеством экономически рентабельных остаточных запасов.

Но в то же время, при выборе скважин также необходимо учитывать и степень охвата заводнением пластов, вскрывающихся в разрезе на момент проведения операции по проводке БС. В этой связи необходимо по каждой скважине провести детальный анализ разрезов соседних скважин и характера распространения коллекторов по пластам, которые являются объектами для проводки БС. При проводке БС актуальное значение имеет учет некото-

рых проблем, которые связаны в основном с техническими сложностями при бурении и эксплуатации. При эксплуатации БС особую трудность представляет изоляция обводненных интервалов, в связи с этим, при составлении проекта на бурение БС необходимо предусмотреть меры по исключению быстрого прорыва воды.

В первой главе по результатам 35-ти летней эксплуатации СГО в Республике Татарстан выявлены основные причины их низкой продуктивности, которыми являются: - различное распределение пластового давления в области дренирования скважины в связи с тем, что большинство СГО бурятся на уже разрабатываемых месторождениях; - извилистость ствола скважины; - неоднородность пласта по пронируемости, особенно для длинных скважин; - наличие локальных зумпфов в стволе, в которых наблюдается скопления воды и газа; - наличие воды в стволе и в призабойной зоне скважины; - недостаточно качество вскрытия продуктивного пласта, качество бурового раствора (его высокая плотность); - бурение на осложненных геологических условиях; - наличие плотных прослоев, высокая слоистость; - неудовлетворительное обеспечение системы ППД.

По мнению автора, наиболее существенной из вышеприведенных причин является снижение пластового давления в процессе разработки залежи.

Обоснование и поддержание оптимальных забойных и пластовых давлений имеют исключительное значение для эффективной выработки запасов нефти. Отклонения от оптимальных режимов работы скважин приводят к возникновению участков с высокими и низкими пластовыми давлениями, преждевременному обводнению скважин или образованию слабодренируемых и застойных зон, что в целом нарушает и ухудшает стратегию и темпы разработки.

Оптимизация забойных давлений скважин позволит снизить затраты на извлечение жидкости без влияния на объем отбора продукции. Многообразие горно-геологических условий обуславливает различные подходы к оценке предельно-допустимых давлений для конкретных типов коллекторов.

В связи с этим при расчетах предельно-допустимых забойных давлений необходимо учитывать следующие факторы: - прочность эксплуатационной колонны и цементного камня для добывающих скважин; - ухудшение фильтрационных свойств пласта в результате возрастания напряженного состояния коллектора и разгазирования продукции; - технологические условия работы глубинно-насосного оборудования; - возможность образования отложений парафина; - прочность эксплуатационной колонны и цементного камня; - для нагнетательных скважин - давление гидроразрыва пласта.

**Во второй главе** рассмотрены основные принципы и критерии по выделению и обоснованию геолого-физических характеристик нефтяных месторождений Татарстана для применения ГБ.

Теоретические исследования, результаты строительства и эксплуатации десятков и сотен СГО свидетельствуют о том, что ожидаемая высокая эффективность применения ГТ в большей степени зависит от особенностей геологического строения продуктивного пласта — его расчлененности, анизотропии, характера трещиноватости, неоднородности, пористости, проницаемости, толщины и т.д., чем в случае с вертикальными скважинами. Никакие, даже самые передовые технологии, по степени влияния на продуктивность скважин не могут конкурировать с природными свойствами пластов.

В этой связи необходимо отметить, что в программах на строительство СГО особое внимание необходимо уделять геолого-промысловому анализу участка заложения.

Месторождения Республики Татарстан находятся на разной стадии разработки. Основные запасы нефти в республике сосредоточены на Ромашкинском нефтяном месторождении, начальные извлекаемые запасы которого составляли более двух миллиардов тонн. Склоновые части последнего на структурных планах по отражению «У» и «В» представляют

террасовидное строение с падением в направлении Усть-Черемшанского, Нижнее-Камского, Актаныш-Чишминского, Бавлинского и Шалтинского прогибов. Террасы контролируют валлообразные структуры второго порядка, которые в свою очередь осложнены структурами третьего порядка, небольшими по размерам, но контрастными поднятиями, контролирующими залежи нефти в отложениях карбона и девона.

Все месторождения, находящиеся на территории республики Татарстан, сложно-строенные многопластовые и многозалежные. Месторождения характеризуются структурой остаточных запасов нефти с преобладающей долей трудноизвлекаемых в карбонатных и низкопроницаемых в терригенных коллекторах, водонефтяных и высокообводненных зонах, с высоковязкой нефтью.

Крупные месторождения республики: Ромашкинское, Бавлинское, Ново-Елховское, Первомайское (рис. 2), основные запасы которых сравнительно легкой и малосернистой нефти, приуроченные к терригенным коллекторам кыновского и пашийского возрастов, в значительной степени выработаны (87,6 %).

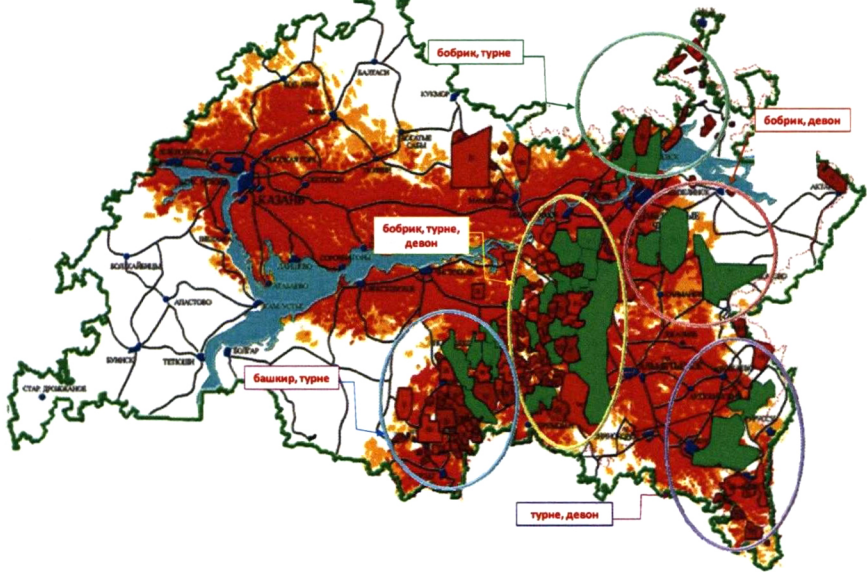


Рис. 2. Месторождения разрабатываемые с применением СГО

Доля запасов в карбонатных коллекторах выросла по компании с 7,4 % до 29,7 %, а доля запасов в терригенных коллекторах уменьшилась с 92,6 % до 70,3 %.

В целом, на конец 2010 года отобрано более 80,0 % от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) месторождений компании по Татарстану. Из них 98,0 % всей добычи приходится на терригенные коллекторы, причём доля добычи из терригенных отложений девона, насыщенных маловязкой нефтью (менее 10 мПа·с) составила 89,4 %, а 10,6% отобрано из терригенных отложений тульского и бобриковского горизонтов нижнего карбона, насыщенных вязкой и высоковязкой нефтью (от 30 до 800 мПа·с).

На конечные результаты строительства СГО в первую очередь влияют горно-геологические условия залегания продуктивных пород, которые требуют тщательного анализа при заложении скважин сложной архитектуры с целью выбора оптимального положения её траектории в зоне развития коллектора в продуктивном разрезе.



В итоге можно выделить несколько основных задач и критериев применения ГТ на месторождениях и залежах республики: - выработка запасов нефти под населёнными пунктами и их санитарно-защитными зонами (СЗЗ), природоохранными и курортными зонами; - форсирование ввода запасов нефти в разработку; - выработка запасов нефти тупиковых и линзовидных участков нерентабельных по запасам для размещения самостоятельной сетки вертикальных скважин; - уменьшение затрат на тонну добытой нефти за счёт уменьшения проектного фонда добывающих скважин и экономии на инфраструктуре; - выработка запасов нефти из алевролитов и глиносодержащих коллекторов; - выработка запасов нефти и создание систем заводнения в маломощных пластах с ограничением пласта по разрезу непроницаемыми породами; - создание систем поддержания пластового давления; - обеспечение избирательного заводнения по разрезу; - интенсификация добычи нефти путём увеличения дебита добываемой продукции; - выработка запасов нефти в водонефтяных зонах (ВНЗ); - избирательная выработка запасов нефти по разрезу; - снижение интенсивности обводнения добываемой продукции.

В целом, по разрезу нефтяных месторождений юго-востока РТ можно выделить три основных объекта, которые разрабатываются с применением горизонтальных технологий (сверху вниз): - башкирско-серпуховский; - тульско-бобриковский; - турнейский (табл. 1 и рис. 3).

*Таблица 1 - Геолого-физические характеристики объектов*

Параметры	Башкир.-серпук.	Тульско-бобр.	Турнейск.	Данк.-лебед.	Кыновс.-паший
Средняя глубина залегания, м	886	1288	1164	1310	1740
Тип коллектора	карбонат	терриген	карбонат	карбонат	терриген
Средняя общая толщина, м	20	14	31,2	7,1	28,5
Средняя нефтенасыщ. толщина, м	6,1	7,1	9,8	5,1	6,1
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,13	0,91	0,12	0,03	0,53
Пористость, %	14,42	24,30	12,67	7	18,7
Начал. пластовое давление, МПа	8,72	13,16	11,26	13,1	17,5
Динамическая вязкость, мПа·с	89,72	91,41	35,62	70,8	4,4
Плотность нефти, т/м <sup>3</sup>	0,9	0,89	0,88	0,91	0,81
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	2,34	11,37	17,66	12,4	61,7
Давление насыщ. нефти газом, МПа	2,98	3,82	3,94	1,6	8,9

Единичные скважины пробурены на отложения заволжского, данково-лебедянского и пашийского возрастов, 86,1 % от общего количества СГО в РТ пробурено с целью выработки трудноизвлекаемых запасов нефти из карбонатных коллекторов среднего и нижнего карбона.

Самым верхним объектом эксплуатации с применением ГТ на месторождениях РТ (глубина 750÷1036 м) являются отложения башкирско-серпуховского возраста среднего и нижнего карбона, на которые пробурено 176 ГС и 32 РГС со средними дебитами по нефти 4,6 т/сут и 4,4 т/сут, соответственно.

Особенностью строения пород башкирско-серпуховского возраста, влияющей на размещение условно-горизонтальной части ствола скважины (УГЧСС), является наличие трещиноватости и кавернозности, последняя из которых при наличии длительного соприкосновения с рассолами мелководного морского бассейна приводит к образованию карстогенных зон. Неглубокий карст способствует увеличению дебита при прохождении через него СГО, а глубокий – способствует, наряду с увеличением дебита, быстрому обводнению продукции. При заложении СГО на такие зоны важно определить глубину процесса карстообразования, так как «незалеченный» карст – это природная ёмкость, являющаяся накопителем флюида.

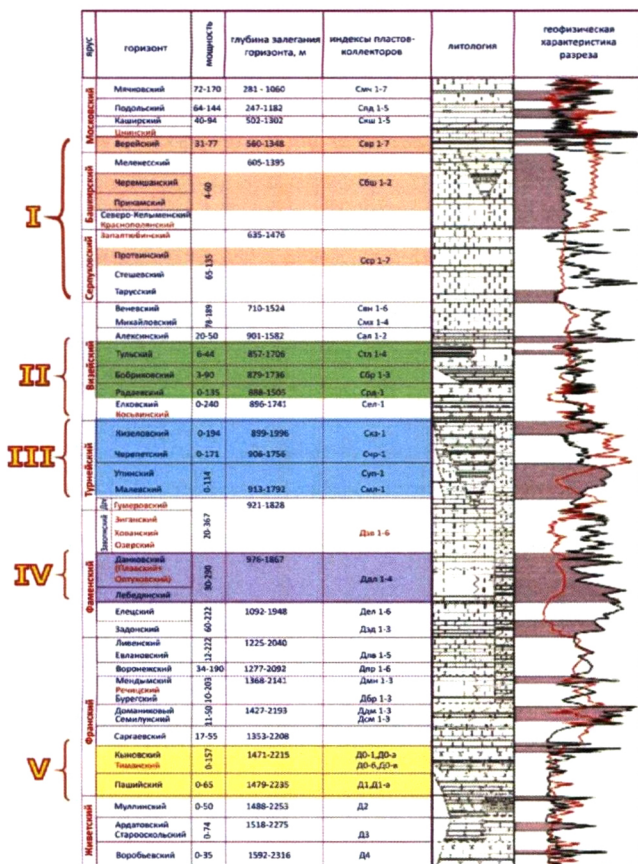


Рис. 3. Сводный геолого-геофизический разрез

Залежи нефти в башкирско-серпуховских отложениях контролируются структурами положительного знака от небольших до средних размеров ( $0,5 \div 5,6 \times 0,75 \div 10,2 \text{ км}^2$ ) и амплитуд ( $10 \div 50 \text{ м}$ ), практически полностью совпадающих в плане с нижевыделенными по разрезу положительными структурами в отложениях турнейского яруса и карбонатного девона. Ориентация структур, в основном, субмеридиональная, соответствующая направлению близлежащего разлома или прогиба.

Данные, которые получены по результатам бурения более 176 СГО, позволили оптимизировать ГБ на данный объект эксплуатации: - при строительстве ГС целесообразно перекрывать колонной наиболее слоистую и неоднородную часть разреза черемшанского и мелекесского горизонтов, оставляя её в качестве объекта возврата, который можно разрабатывать совместно с пластовыми залежами верейского горизонта; - траекторию УГЧСС необходимо прокладывать в наиболее продуктивной части разреза, в отложениях прикамского и протвинского горизонтов (рис. 4); - при наличии нескольких пропластков траектории УГЧСС проводятся ступенчато с избирательным вскрытием наиболее проницаемых пропластков с использованием их в качестве каналов дренирования.

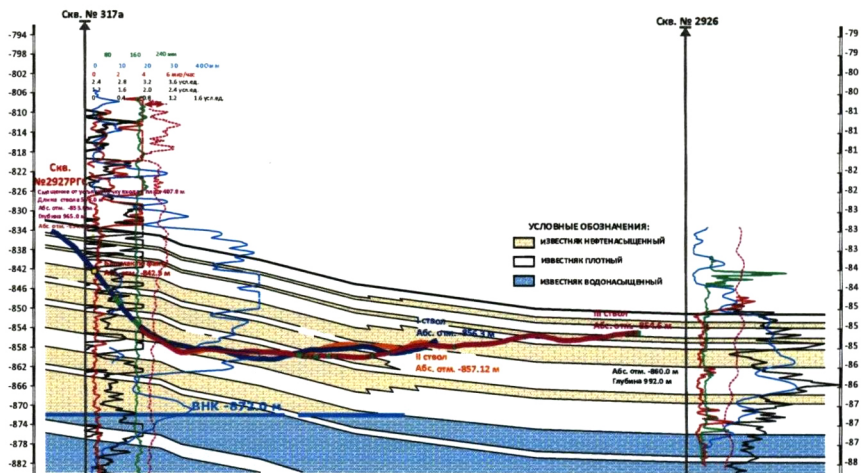


Рис. 4. Фактическая траектория РГС №2927МЗГ отложений башкирского яруса Аксубаево-Мокшинского месторождения

Максимальные толщины пластов-коллекторов на территории РТ отмечены в пределах Куакбашского вала ЮТС.

Вышележащие отложения верейского горизонта залегают на глубине  $770 \div 987$  м и имеют повсеместное распространение на территории юго-востока Татарстана.

Общая их толщина составляет в среднем 45 м. В отличие от отложений башкирского яруса структурные планы по кровле продуктивных пород верейского возраста характеризуются более пологими формами.

Отложения верейского возраста характеризуются трещиноватостью, контур нефтеносности залежей, приуроченных к пластам  $C_2$  вр2 и  $C_2$  вр3, устанавливается, как правило, на одной гипсометрической отметке. Залежи в верхних пластах, имеющих ограниченное развитие, имеют гипсометрические отметки ВНК, отличные от нижних. Тип строения залежей пластово-сводовый или пластово-сводовый частично литологически ограниченный. Покрышками для залежей верейского горизонта служат разновозрастные глинистые образования. На большей части месторождений РТ залежи нефти в отложениях верей-башкирско-серпуховского карбонатного комплекса отнесены к объектам возврата. Многопластовость затрудняет применение ГБ к вышеописанным отложениям.

Выше по разрезу залегают породы каширского возраста, которые недостаточно охарактеризованы по керну. Гидродинамические исследования скважин в разрезе отложений каширского возраста, как правило, скудны, зачастую вообще отсутствуют. В виду того, что объект недоизучен и недоформирован в отношении насыщения, применение ГБ на отложения каширского возраста в настоящее время считается проблематичным.

Продуктивные отложения тульского возраста наиболее распространены на территории западного, северо-западного и северного склонов ЮТС, Ново-Елховского вала и отчасти на площади Ромашкинского месторождения (рис. 2). В северном направлении увеличивается площадь нефтеносности рассматриваемых отложений, представительность их разреза по присутствию пластов-коллекторов и их нефтенасыщенных толщин. Толщина продуктивных пород изменяется от 6 до 12 м. Рассматриваемый объект является перспективным на применение ГБ. На отложения тульского горизонта пробурены пять ГС и две РГС (одна нагнетательная) со средними дебитами по нефти 6,0 т/сут и 5,8 т/сут, соответственно.

На месторождениях РТ залежи нефти в отложениях бобриковского горизонта, зале-

гающие на глубине 1060÷1344м, контролируются теми же поднятиями, что и залежи в отложениях тульского горизонта, что и является поисковым признаком, используемым при наличии сейсмоисследований 2Д и 3Д. В разрезе отложений бобриковского горизонта выделяют четыре пласта-коллектора, индексируемые как: С<sub>1</sub>бр-4, С<sub>1</sub>бр-3, С<sub>1</sub>бр-2 и С<sub>1</sub>бр-1 (С<sub>1</sub>брII, С<sub>1</sub>брI<sup>3</sup>, С<sub>1</sub>брI<sup>2</sup>, С<sub>1</sub>брI<sup>1</sup>). Нефтенасыщенными могут быть породы пластов-коллекторов, присутствующих в разрезе в разных вариациях (рис. 3, 5).

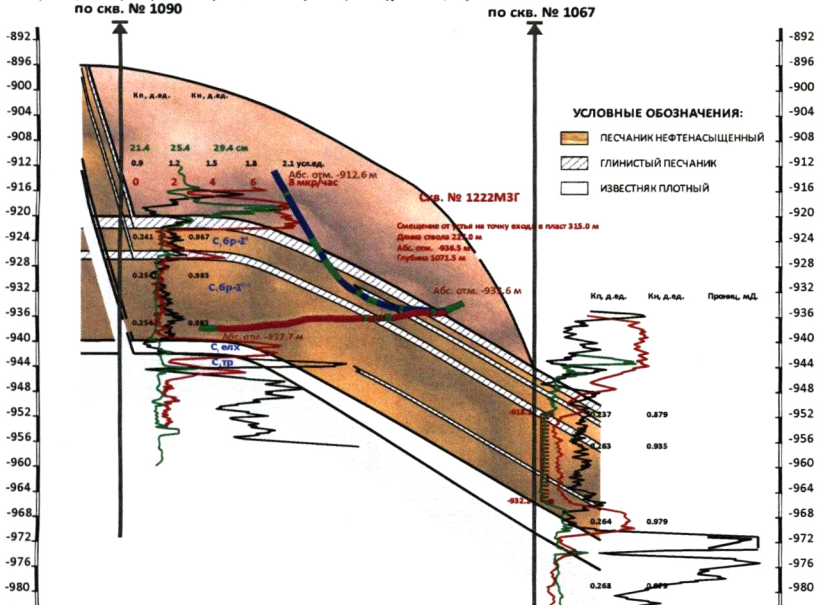


Рис. 5. Фактическая траектория РГС №1222МЗГ отложений бобриковского горизонта Ново-Суксинского месторождения

При ГБ залежей в отложениях бобриковского горизонта, необходимо использовать не только метод «от известного к неизвестному», но и результаты детализационных сейсмических исследований, как: непродольного вертикального сеймопрофилирования, наземной скважинной электроразведки, нейрокompьютерной сеймики, сейсмический локатор бокового обзора для карбонатных коллекторов.

На рассматриваемый объект эксплуатации в настоящее время пробурено 130 ГС и 20 РГС со средним дебитом по нефти 9,4 т/сут и 9,9 т/сут, соответственно.

Отложения турнейского яруса развиты в пределах всего юго-востока Татарстана и залегают на глубине 1070 ÷ 1350м. Стратиграфический разрез турнейского яруса более изучен, чем разрез нижних отложений карбонатного девона.

Он представлен отложениями (сверху вниз): кизеловского, черепетского, упинского и малевского горизонтов, которые литологически сложены карбонатными породами, представленными известняками нескольких структурно-генетических разностей.

Отложения черепетского возраста, как правило, слагаются уплотненными разностями. Особенно это выражено в разрезе месторождений юго-восточного склона ЮТС (рис. 3).

Наличие вертикальной толщины нефтеносного разреза более 12 м, позволяющей проводить траекторию УГЧСС как минимум на 10 м выше ВНК, без учёта коридора бурения, делает применимым бурение на этот объект эксплуатации СГО разных конструкций (рис. 6).



**СКВ. №5838**

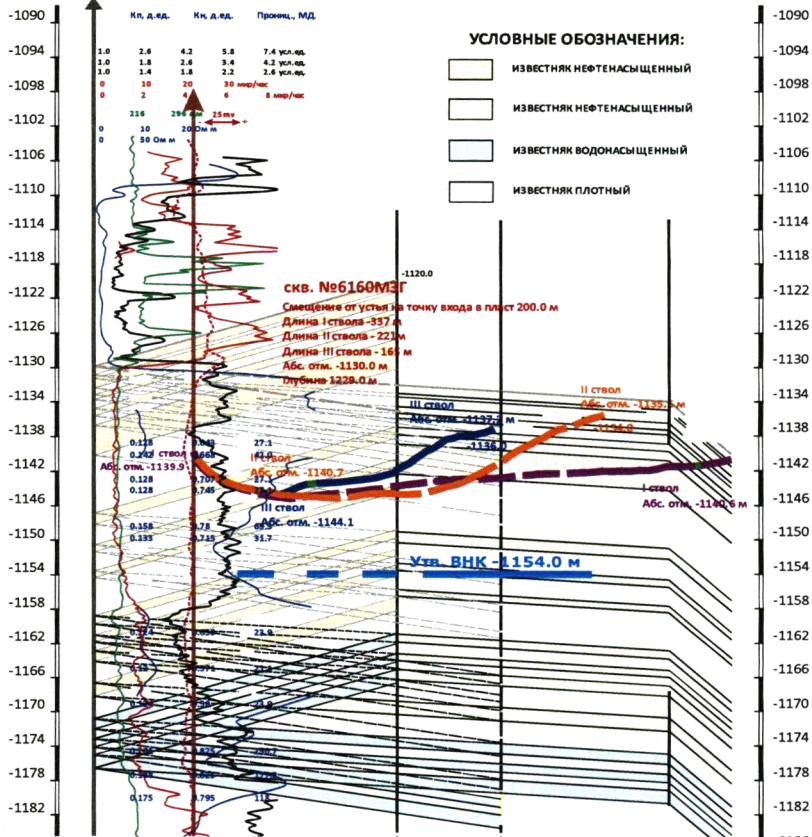


Рис. 6. Фактическая траектория РГС №6160МЗГ отложений турнейского яруса Пионерского месторождения

Траекторию рекомендуется располагать в самом проницаемом прослое, таком как канал дренирования флюида и в пределах руслового вреза субперпендикулярно направлению потока.

Бурение ГС и особенно РГС ведёт к уменьшению количества бурящихся скважин, увеличению охвата выработки запасов в межскважинном пространстве, интенсификации добычи нефти и увеличению нефтеизвлечения (турнейский объект Ромашкинского и др.).

На рассматриваемый объект эксплуатации в настоящее время пробурено 258 ГС и 34 РГС со средним дебитом по нефти 6,7 т/сут и 8,5 т/сут, соответственно.

Ниже по разрезу месторождений РТ среди продуктивных объектов можно выделить *карбонатные породы верхнего девона*, включающие отложения (снизу вверх): бургесско-симилукского, евлано-ливенского, данково-лебедянского и заволжского возрастов. Во время осадкоаккумуляции отмечается рост биогермных построек самых разных размеров иконфигураций, высота которых измеряется от 10 м в зонах приподнятых блоков до сотен и более метров во внешних и внутренних бортовых зонах прогибов (Ново-Суксинская, Бухарская и др.).

Вышеназванные отложения развиты на всей территории Татарстана, но нефтенасыщенны они только в пределах ЮТС, его северного, северо-восточного и юго-восточного склонов. На остальной территории они либо недоразведаны (Ново-Елховский вал, западный склон ЮТС), либо водоносны в результате своего низкого гипсометрического стояния. Исключением могут служить продуктивные отложения заволжского горизонта, которые нефтенасыщены на ряде месторождений западного склона ЮТС (Чегодайском, Урмышлинском и др.) и крайнего юго-востока.

Самыми нижними по разрезу продуктивными отложениями на рассматриваемой территории, разрабатываемыми с применением СГО, являются *терригенные отложения верхнего девона, представленные породами пашийского и кыновского горизонтов* и залегающие на глубине 1700÷1940м.

Разрез отложений кыновского возраста можно разделить на три пачки: верхняя часть разреза отложений представлена аргиллитами с прослоем песчаника, выделяемого на большей части Ромашкинского месторождения; средняя часть – переслаиванием глин и алевролитов; нижняя часть - аргиллитами.

Петрофизические свойства глин верхней и нижней пачек отличаются. Глинистые породы верхней пачки по макроскопическому описанию имеют зеленовато-серый цвет и листовато-слоистое строение.

В сухом состоянии они рассыпаются даже при легком ударе, а при длительном соприкосновении с водой обнаруживают склонность к расланцовыванию и осыпанию, что нередко приводит к осложнениям при разбуривании этих пород. Это является главным и объективным препятствием применения ГБ на пашийский объект при отсутствии определённых технических средств, позволяющих проходить агрессивные отложения кыновского возраста с углом не превышающим  $50^{\circ} \div 60^{\circ}$  градусов без заваливания, и производить набор угла до  $90^{\circ}$  в пределах вертикальных толщин верхней части рассматриваемого объекта в интервале 2 ÷ 12 м. В НГДУ «Азнакаевскнефть» на отложения пашийского возраста с целью усиления системы ППД пробурено 9 ГС и РГС. Увеличение приёмистости в два и более раз достигается в слабопроницаемых коллекторах. Наиболее продуктивные коллекторы пашийского горизонта перекрываются глинами кыновского горизонта, толщина которых увеличивается с юго-востока к северо-западу. Наибольшие её значения приурочены к депрессионному типу разреза на северном склоне ЮТС.

В пределах Елховского вала и ЮТС нефтеносными являются все выделенные в разрезе пашийского горизонта пласты-коллекторы (рис. 3). Нефтенасыщенные толщины отложений пашийского возраста изменяются в пределах 2÷24,2м. По толщинам, коллекторским свойствам и свойствам насыщающих флюидов пашийский объект эксплуатации является потенциальным для применения ГБ (рис. 7).

В настоящее время на указанный объект пробурена 21 ГС со средним дебитом по нефти 8,9 т/сут.

Необходимо отметить, что при бурении СГО на пашийский объект необходимо пройти вышележащие агрессивные отложения кыновского возраста. На современном этапе существующая техника позволяет строить СГО пока только на нижнюю пачку коллекторов группы пластов Д<sub>1</sub>.

Во второй главе по результатам 35-ти летнего опыта эксплуатации СГО в Республике Татарстан выделены основные критерии по выбору объектов под горизонтальное бурение: геологический, технологический, технический и экономический.

Геологический критерий учитывает геолого-физические параметры залежей, наличие осложняющих геологических факторов бурения горизонтальных стволов и их эксплуатации.

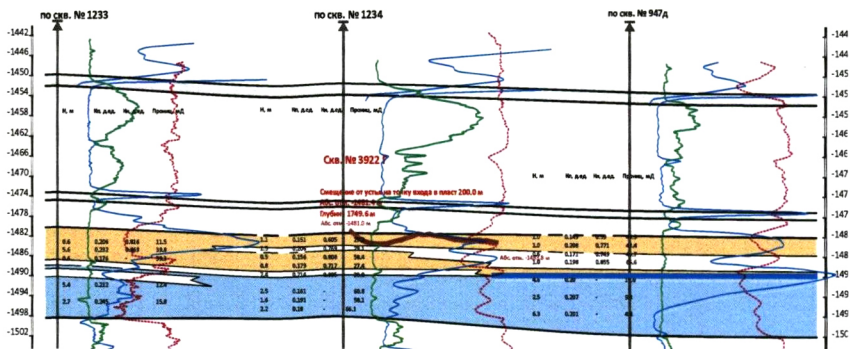


Рис. 7. Фактическая траектория ГС №3922/Г отложений пашийского горизонта Жмакинского участка Бавлинского месторождения

Технологический критерий определяется реализованной системой и текущим состоянием разработки, а главное – наличием целиков нефти или слабо охваченных вытеснением участков залежей по площади и по разрезу, которые существующими методами невозможно вовлечь в разработку.

Технический критерий учитывает техническое состояние скважины с точки зрения возможности бурения боковых горизонтальных стволов (целостность эксплуатационной колонны и цементного камня за ней, отсутствие заколонных перетоков).

Экономический критерий определяется экономической целесообразностью бурения ГС и БГС с точки зрения окупаемости затрат и необходимой прибыли.

С учетом названных критериев все месторождения ОАО «Татнефть» рассмотрены на предмет целесообразности бурения СГО и довыработки запасов БС и БГС из пробуренного фонда скважин.

По перспективности и эффективности бурения СГО все объекты разработки можно подразделить на три категории.

К первой категории отнесены залежи с благоприятными условиями, по выше названным критериям. Это, прежде всего, массивные залежи турнейского и башкирского возраста с нефтенасыщенной толщиной не менее 10 м; пластовые залежи верейского и яснополянского объектов с нефтенасыщенной толщиной пластов не менее 3 м.

Ко второй категории относятся объекты с повышенным геологическим и технологическим риском для ГБ, связанным с высокой расчлененностью нефтенасыщенных объектов, представленных пластами коллекторами толщиной менее 2 м, наличием газоносного разреза выше нефтяных залежей, зональной ограниченностью залежей и высокой выработанностью запасов. К этой категории относятся почти все объекты разработки многопластового типа башкирского возраста с высокорасчлененными карбонатными коллекторами.

К третьей категории относятся водонефтяные зоны и подошвенные части залежей, а также высоко выработанные объекты. На эти объекты практически геологически, технологически и экономически ГТ неприемлема.

Выбор формы разветвлений скважин зависит от толщины продуктивного пласта и его литологической характеристики, наличия или отсутствия над и под ним пластов, требующих изоляции продуктивного интервала. Радиусы искривления стволов и глубины мест забуривания зависят от пластового давления, режима фильтрации жидкости в пласте и применяемых мер по поддержанию пластового давления. Профили стволов, их длина и число ответвлений зависят от степени неоднородности продуктивного пласта, толщины пласта, литологии, распределения твердости пород, степени устойчивости разреза. Рекомендации на со-

ставление проекта РГС для каждого конкретного месторождения должны выдаваться в результате комплексного рассмотрения указанных геолого-технологических условий и технических возможностей исполнения.

В настоящее время разработано много различных форм разветвлений и профилей УГС СГО, отличающихся друг от друга числом ответвлений, их формой и протяженностью.

Основными предпосылками для выбора той или иной формы СГО и профиля ее стволов-ответвлений являются, наряду с горно-геологическими условиями участка заложения, условия эксплуатации и разработки с одной стороны, и технические возможности современного уровня техники и технологии бурения, крепления, освоения и ремонта СГО с другой.

Выбор того или иного уровня сложности СГО и соединений стволов зависит от ряда факторов: - толщина продуктивного пласта; - литологическая характеристика горных пород (в предполагаемых местах установки соединений стволов в цементированных породах могут применяться системы первого и второго уровней, а в нецементированных породах необходимо применение систем третьего и более сложных уровней); - наличие плотного прослая в зоне ВНК; - цель бурения МЗС; - требования по обеспечению герметичности соединений стволов; - необходимость обеспечения избирательного (раздельного или совместного) притока флюида в скважину и др.

За основу разработки критериев выбора уровня сложности СГО на месторождениях Республики Татарстан приняты РД 153-390-421-05 и РД 39-0147585-214-00.

Главной задачей, решаемой при обосновании применения ГТ, является построение геологической модели, которая характеризует продуктивный объект по всем параметрам, необходимым для правильного выбора участка их заложения и строительства по толщине, коллекторским свойствам вмещающих пород, степени их неоднородности, наличию или отсутствию водонефтяного контакта, физико-химическим свойствам насыщающих флюидов и запасам нефти. Все случаи заложения СГО и возможные конструкции рассмотрены для месторождений, залежей и участков без наличия тектонических нарушений.

Автором выделены два критерия по выбору сложности архитектуры СГО.

**Первым критерием** выбора сложности архитектуры СГО является цель бурения. При решении задачи применения СГО, в которых разветвление должно осуществляться в продуктивном пласте, важным параметром в подборе участков является толщина продуктивного пласта. Строительство СГО возможно при условии разветвления в указанных толщинах:

а) практически в одной плоскости – уровни 1, 2, 3 по классификации TAML (рис. 8): - в тонких пластах толщиной от трех до пяти метров без водонефтяной зоны; - в водонефтяных зонах, в тонких пластах толщиной от шести до 13 метров с учетом критерия расстояния нижней точки траектории скважины до водонефтяного контакта (ВНК) индивидуально по разным типам коллекторов;

б) в разных плоскостях – этажные скважины, в пластах с толщиной не менее шести метров – уровни 1 – для крепких пород (карбонатных или терригенных, имеющих хорошую цементированность), остальные - 2, 3, 4, 5, 6 могут быть применены к любым породам при условии технологической и экономической эффективности.

При условии разветвления над продуктивным пластом с изоляцией вышележащих отложений – уровни 4, 5, 6 (рис. 8): - в нефтяных зонах на толщинах не менее трёх метров с наклонно-направленным и горизонтальным исполнением траектории стволов в продуктивной части и в ВНЗ на толщинах от шести и более метров (в терригенных коллекторах), до 13 и более метров (в карбонатных коллекторах).

В связи со сложным строением залежей и с целью сохранения рабочей толщины необходимо, чтобы коридор бурения в этаже нефтеносности не превышал  $\pm 0,5$  – для терригенных коллекторов и  $\pm 1,0$  м – для карбонатных.

**Второй критерий** – это литологическая характеристика пород, на которые бурят РГС и



БГС, и пород в предполагаемых местах установки соединений стволов – это один из важнейших этапов строительства, освоения и эксплуатации подобных скважин.

Как известно, породы – коллекторы на месторождениях ОАО «Татнефть» разделяются по литологическому признаку на две крупные группы: карбонатные и терригенные.

Выбор конструкции скважины в продуктивной части разреза зависит

от петрофизических свойств пород, слагающих его и пород, служащих покрышками: - вещественного состава; - карбонатности, глинистости, песчаности; - гранулометрического состава; - степени отсортированности и сцементированности; - степени неоднородности и монолитности; - численных значений пористости, проницаемости и нефте- и водонасыщенности.

По результатам анализа ГБ как отечественных, так и зарубежных фирм в зоне с ВНК траекторию УГС рекомендуется проводить: в *карбонатных коллекторах* не менее, чем на *десять метров выше* гипсометрической отметки ВНК, в *терригенных* - не менее, чем *на три метра*. Наличие в зоне ВНК плотного прослоя облегчает решение задачи исключения подтягивания конуса воды, а расстояние до его кровли устанавливают в зависимости от толщины плотного прослоя и его петрофизической характеристики. При отсутствии ВНК траектория СГО и БГС может быть максимально приближена к подошве продуктивной части пласта.

Во второй главе также рассмотрены основные принципы обоснования заложения, проводки и размещения УГС СГО как на новых, так и на старых месторождениях и объектах Республики Татарстан.

Показано, что характер размещения СГО изначально определяется рациональной системой заводнения для данного объекта. При блоковой системе заводнения размещение СГО линейное, в шахматном порядке, при площадной – по периметру элемента. При этом при любом размещении добывающих СГО, нагнетательные целесообразно бурить вертикально для обеспечения равномерного вытеснения нефти закачиваемым агентом по разрезу нефтяного пласта.

При размещении условно-горизонтального участка ствола (УГУС) в терригенных коллекторах необходимо соблюдать следующие критерии: - в пределах нефтяной зоны толщина продуктивного пласта должна составлять не менее трех метров; - при наличии нефтеносных коллекторов во врезных зонах при узком русле (не более 400÷500 м.) УГУС следует разме-

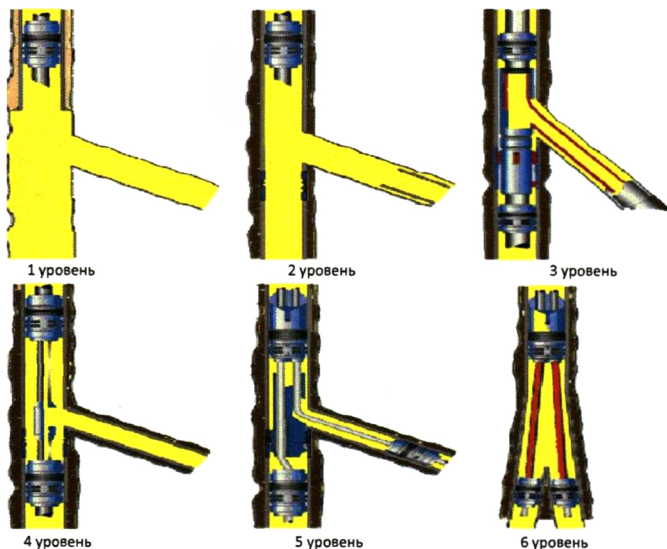


Рис. 8. Классификация РГС по TAML

щать в направлении «от борта до борта» или вдоль русла в зонах расширения вреза; - в ВНЗ минимальное значение эффективной нефтенасыщенной толщины должно быть *не менее трех метров*, и эта величина может быть скорректирована по литолого-петрографическому составу пород и их физическим свойствам в каждом конкретном случае; наличие остаточных запасов нефти, равных или превышающих минимальные удельные рентабельные запасы на одну скважину, определенные технико-экономическими расчетами; проектирование СГО необходимо производить на основе геолого-математической модели, построенной с использованием результатов ГИС, сейсмики, опробования.

При обосновании оптимальной длины УГУС необходимо учитывать результаты анализа всего пробуренного фонда ГС (466 скважин). Средняя длина УГУС ГС башкирского объекта (137 скв.) составляет 264,5 м, бобриковского объекта (97 скв.) – 131,3 м, турнейского объекта (208 скв.) – 289 м, данково-лебедянского горизонта (4 скв.) – 262 м и пашийского горизонта (20 скв.) – 129 м.

При массивном типе залежи оптимальная траектория профиля УГУС либо нисходящая, либо субгоризонтальная. Хорошо согласуется с этим представлением бурение УГУС по падению пласта либо по его простиранию. При такой траектории УГУС исключается возможность образования водозатвора и сохраняется возможность отсечения обводнившейся в ходе эксплуатации хвостовой части ствола.

В пластовых залежах с краевыми водами в нефтяной зоне расположение траектории УГУС в разрезе при больших (10 и более метров) толщинах должно быть нисходящим, при небольших толщинах – субгоризонтальным. Такое решение обусловлено тем, что заводнение в поровом коллекторе происходит снизу вверх. В карбонатных коллекторах данково-лебедянского и бурегско-семилукского возрастов, к которым приурочены пластово-сводовые залежи, подстилающиеся и перекрывающиеся плотными коллекторами, приоритетной является нисходящая траектория ствола.

Несмотря на все вышесказанное, на практике при строительстве СГО в Республике Татарстан, по тем или иным технологическим причинам, реализовывались разнообразные типы профилей (рис. 9).

Анализ результатов глубинных гидродинамических исследований пяти СГО НГДУ «Азнакаев-нефть» позволяют рекомендовать к строительству такие скважины, в которых них в процессе эксплуатации происходила бы компенсация депрессионных потерь, возникающих в УГУС. В случае, когда планируется эксплуатация СГО с приложением депрессии в начале УГЧС, то необходимо строить СГО с нисходящим профилем УГС (с учетом увеличения естественной гидростатической составляющей).

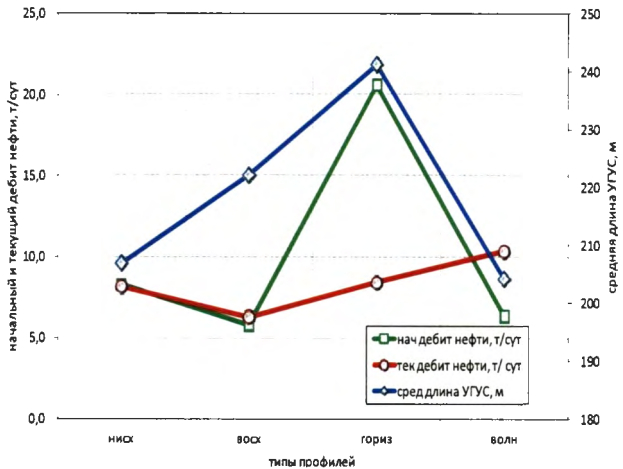


Рис. 9. Распределение ГС по типу профиля

**Третья глава** посвящена исследованиям влияния основных геологических и техноло-

гических параметров на эффективность применения СГО.

Горно-геологические условия включают в себя степень вскрытия продуктивной толщи, как по простиранию пластов, так и по вертикали, а также фильтрационно-емкостные характеристики вскрытия пластов, характеризующиеся коэффициентом пористости по данным ГИС.

Вопрос выбора оптимального УГУС СГО остается дискуссионным. Теоретически, с увеличением длины ствола должны расти и дебиты РГС, независимо от других факторов, таких как толщина пласта, степень анизотропии и др.

В настоящее время длина СГО определяется проектной плотностью сетки разбуривания залежей нефти ВС и составляет от 300 до 450 м. Однако, по геологическим и технологическим причинам длина ствола пробуренных ГС в продуктивной части залежей нефти варьируется от 5 до 599,7 м.

Скважины для проведения анализа были разбиты на четыре группы в зависимости длины УГУС от 0 до 100 м, от 100 до 200 м, от 200 до 300 м, и более 300 метров. Самыми продуктивными оказались вторая и третья группы по 144 и 65 СГО (от 100 до 200 м и от 200 до 300 м), при средней эффективной длине УГУС 147 м и 243,8 м, их средний начальный дебит нефти составил 9,7 т/сут и 7,9 т/сут (текущий дебит нефти 8,0 т/сут и 7,9 т/сут). В первой группе со 198 СГО (до 100 м) при средней длине УГУС 46,0 м средний начальный дебит нефти составил 5,3 т/сут (текущий дебит нефти 4,6 т/сут). В четвертой группе с 73 СГО при средней длине УГУС 360,0 м начальный дебит нефти равен 3,9 т/сут (текущий дебит нефти 4,5 т/сут) (табл. 2).

Таблица 2 - Зависимость технологических параметров от длины УГУС ГС по группам

показатели	от 0 до 100 м	от 100 до 200 м	от 200 до 300 м	от 300 до 400 м	от 0 до 100 м	от 100 до 200 м	от 200 до 300 м	от 300 до 400 м
объекты	по всему фонду				башкирский объект			
кол-во скважин	198	144	65	73	57	65	14	7
средн эффективн длина УГУС	46,0	147,0	243,8	360,0	54,8	143,6	243	340,6
средн нач дебит нефти	5,3	9,7	7,9	3,9	3,6	3,7	2,9	4,2
средн тек дебит нефти	4,6	8,0	7,9	4,5	3,3	3,5	2,9	2,7
средн обводненность	53,8	51,1	52,1	21,0	67,1	67,4	66,6	34,9
накопл нефть, тыс.т	2321,3	2574,6	888,3	1004,1	609,2	720	161	67,6
накопл нефть на 1 скв., тыс.т	11,7	17,9	13,7	13,8	10,7	11,1	11,5	9,7
накопл вода, тыс.т	4942,8	6341,7	732,8	340,3	2653	4974	411	92,5
накопл жидкость, тыс.т	7264,1	8916,3	1621,1	1344,4	3262,2	5694	572	160,1
объекты	тульско-бобриковский объект				турнейский объект			
кол-во скважин	87	23	3	1	35	51	47	65
средн эффективн длина УГУС	43,9	134,8	257,7	394,6	49,5	156	254,8	344,9
средн нач дебит нефти	8,4	11,4	22,2	3,5	4,7	3,3	3,5	4
средн тек дебит нефти	7,1	16,3	22,5	5,2	4,9	3,8	4,3	5,7
средн обводненность	52,7	41,5	33,2	18,9	24,9	27,8	14,9	9,1
накопл нефть, тыс.т	1112,6	890	25	21,6	373,8	739,8	681,7	914,9
накопл нефть на 1 скв., тыс.т	12,8	38,7	8,3	21,6	10,7	14,5	14,5	14,1
накопл вода, тыс.т	1964,6	604,7	11	3,3	106,8	350,7	263,4	244,5
накопл жидкость, тыс.т	3077,2	1494,7	36	24,9	480,6	1090,5	945,1	1159,4
объекты	данково-лебедянский объект				кыновско-пашинский объект			
кол-во скважин	1	2	1		18	3		
средн эффективн длина УГУС	44,4	139,3	219,7		37,6	161,4		
средн нач дебит нефти	4	3,3	3		5,9	27		
средн тек дебит нефти	0,9	3	2		7	13,6		
средн обводненность	67	36,8	93,8		57,4	82,2		
накопл нефть, тыс.т	15	34,6	20,6		210,7	190,2		
накопл нефть на 1 скв., тыс.т	15	17,3	20,6		11,7	63,4		
накопл вода, тыс.т	21,7	28	47,4		196,7	384,3		
накопл жидкость, тыс.т	36,7	62,6	68		407,4	574,5		

По результатам анализа 35-ти летней эксплуатации ГС получено, что наибольший дебит по нефти (4,9 т/сут) турнейских СГО достигается при длине УГС в среднем 159 м и ее дальнейшее увеличение не приводит к заметному приросту дебита.

Разработка залежей нефти бобриковского горизонта ГС с длиной УГС в среднем 140 м обеспечивает дебит по нефти, равный 11,3 т/сут.

В близких горно-геологических условиях в ВНЗ протяженные стволы повышают эффективность разработки за счет более низкого темпа обводнения. По ГС башкирского яруса наибольший дебит по нефти (5,9 т/сут) достигается при длине УГС, равном в среднем 368 м. Но нужно заметить, что со временем эксплуатации с ростом обводненности продукции происходит заметное снижение текущего дебита по нефти от начального (рис. 10).

В данной главе также рассмотрено влияние емкостных характеристик коэффициента пористости и нефтенасыщенности на средний начальный и текущий дебит нефти и обводненность ГС по объектам эксплуатации.

Так, по 103 проанализированным ГС башкирского объекта, где пористость меняется от 7,7 до 25,7% (в среднем 11,4%), можно утверждать, что ярко выраженной зависимости средних дебитов нефти и обводненности от коэффициента пористости не наблюдается.

По анализу 40 ГС бобриковского объекта, где пористость меняется от 7,7 до 25,4% (в среднем 20,7%), отмечается ярко выраженная линейная зависимость обводненности продукции и слабая зависимость среднего начального дебита нефти от коэффициента пористости.

По 146 проанализированным ГС турнейского объекта, где пористость меняется от 7,0 до 24,9% (в среднем 12,3%), также наблюдается слабая линейная зависимость средних дебитов нефти от коэффициента пористости. По остальным эксплуатационным объектам из-за малочисленности пробуренного фонда ГС судить о какой-либо зависимости не представляется возможным.

По башкирскому объекту анализ 103 ГС, у которых коэффициент нефтенасыщенности меняется от 42,1 до 91,1% (в среднем 73%), показывает, что существует слабая зависимость средних дебитов нефти от коэффициента нефтенасыщенности, по обводненности же наблюдается ярко выраженная линейная зависимость. По 40 проанализированным ГС бобриковского объекта, у которых коэффициент нефтенасыщенности меняется от 21,3 до 94,2% (в среднем 75,9%), прослеживается аналогичная картина. Чего нельзя сказать по 146 проанализированным

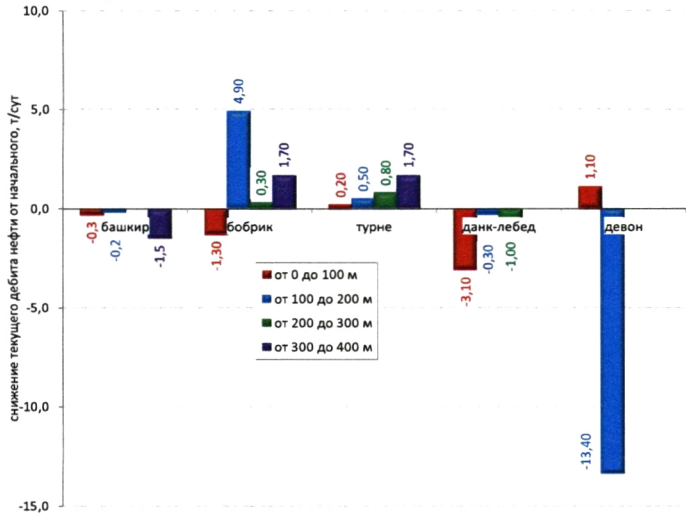


Рис. 10. Динамика снижения текущего дебита по нефти от начального на 1.1.2012 г.

зированным ГС турнейского объекта, по которым коэффициент нефтенасыщенности меняется от 21,3 до 96,6% (в среднем 73,4%), где существует только слабо выраженная зависимость текущего среднего дебита нефти от коэффициента нефтенасыщенности. По остальным эксплуатационным объектам из-за малочисленности эксплуатационных ГС судить о какой-либо зависимости не имеет смысла.

Следует учесть, что в каждой ГС турнейского объекта могут быть вскрыты высокопористые интервалы различной протяженности, приуроченные к коллекторам кизеловского горизонта, которые и обеспечивают работу скважин. В связи с этим оценивать эффективность ГС по среднему показателю коэффициенту пористости по всему стволу не вполне корректно.

Другим не менее важным показателем горно-геологических условий применения ГС является перфорированная толщина вскрытия всего разреза по толщине в зависимости от профиля УГЭС.

По башкирскому объекту было проанализировано 39 ГС, перфорированная толщина которых меняется от 5,6 м до 410 м (в среднем 199 м). Результаты анализа показали, что увеличение перфорированной мощности приводит к незначительному увеличению как начального, так и текущего дебита нефти. А обводненность продукции с ростом перфорированной мощности имеет ярко выраженную тенденцию к снижению. Из проанализированного количества (39) ГС 25 имеют нисходящий профиль УГЭС, у которых дебиты нефти линейно возрастают с увеличением перфорированной мощности. Начальный дебит нефти 9 ГС с горизонтальным профилем УГЭС имеет тенденцию к линейному снижению с ростом перфорированной мощности, а текущий дебит нефти – заметный рост.

По бобриковскому объекту было проанализировано 64 ГС, перфорированная толщина которых меняется от 11 м до 404 м (в среднем 110 м). По результатам анализа получено, что увеличение перфорированной мощности приводит к увеличению как начального, так и текущего дебита нефти. А обводненность продукции имеет ярко выраженную тенденцию к снижению с ростом перфорированной мощности. Из проанализированного количества (64) ГС 32 имеют нисходящий, 12 - горизонтальный и 10 - восходящий тип профиля УГЭС, у которых дебиты нефти линейно возрастают с увеличением перфорированной мощности. У 10 ГС с волновым типом профиля с ростом перфорированной мощности увеличивается только текущий дебит нефти.

По турнейскому объекту было проанализировано 129 ГС, перфорированная толщина которых меняется от 2 м до 637 м (в среднем 259 м). Результаты анализа показали, что увеличение перфорированной мощности приводит к увеличению только текущего дебита нефти. Начальный дебит нефти и обводненность продукции имеют выраженную тенденцию к снижению с ростом перфорированной мощности. Из проанализированного количества (88) ГС 32 имеют нисходящий, 28 - восходящий, 19 - горизонтальный и 9 - волновой тип профиля УГЭС. У ГС с нисходящим типом профиля УГЭС с увеличением перфорированной мощности пласта текущий дебит нефти имеет тенденцию к росту, с восходящим и горизонтальным типом - начальный и текущий дебит растут, с волновым – дебиты падают.

На основе анализа статистических данных, полученных по результатам детального анализа 35-ти летней эксплуатации 503 ГС, выделен диапазон рассеивания расчетных дебитов по нефти в зависимости от эффективной длины УЭС (формулы Ю.П.Борисова, В.П.Меркулова и С.Джоши) и проведено их сопоставление с фактическими дебитами (рис.11).

По результатам сопоставления фактических дебитов нефти с расчетными можно сказать, что все аналитические формулы дают завышенные значения дебита нефти для длин УГЭС в диапазоне от 100 до 600 м. Из рассмотренных 478 ГС всех продуктивных объектов, находящихся в эксплуатации в ОАО «Татнефть», только у 17,8% ГС дебиты нефти находятся в



диапазоне рассеивания расчетных значений, у 64,6% - ниже и у 17,6% - выше.

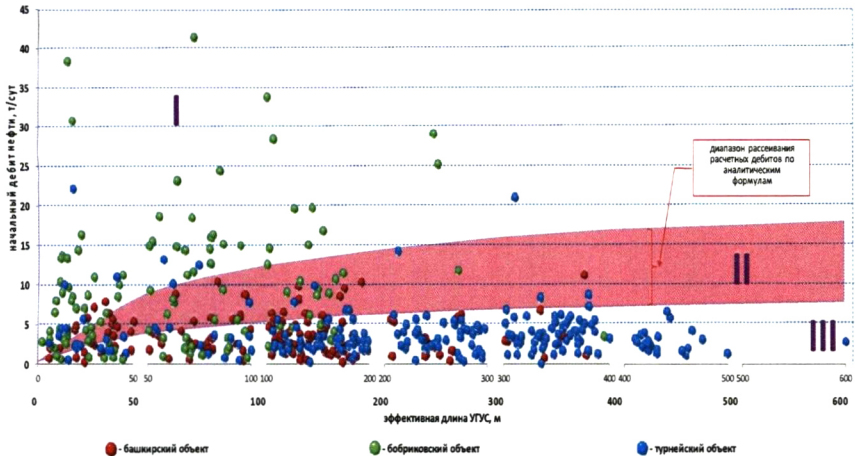


Рис. 11. Фактические начальные дебиты нефти и диапазон рассеивания дебитов, рассчитанных по аналитическим формулам

По объектам эксплуатации 18,4% ГС бобриковского объекта, 11,3% турнейского объекта и 27,3% башкирского объекта находятся в диапазоне рассеивания расчетных значений. Дебиты основного количества ГС находятся ниже диапазона рассеивания, например, по башкирскому объекту 67,1% ГС, 25,4% - бобриковского объекта и 67,1% - турнейского объекта. Но есть и ГС, у которых фактические дебиты нефти выше диапазона рассеивания расчетных значений, например, по башкирскому объекту 5,6%, 56,1% - бобриковского объекта и 5,4% - турнейского объекта.

Выделены три группы ГС: I – средние начальные дебиты скважин выше расчетных дебитов; II - средние начальные дебиты находятся в диапазоне расчетных; III - средние начальные дебиты скважин ниже расчетных дебитов. Отмечено, что в первую группу, в основном, попадают скважины, пробуренные на бобриковские отложения, наибольшее количество скважин второй группы относится к башкирскому объекту, и значительное количество скважин турнейского объекта попадают в зону третьей группы ГС. Значения начальных дебитов нефти ГС имеют тенденцию к отклонению от расчетных дебитов в сторону уменьшения в зависимости от эффективной длины УГУС (рис. 11).

Рассмотрим более подробно I группу скважин, которую в основном составляют 38 ГС бобриковского горизонта. По результатам детального статистического анализа эксплуатации этих скважин получена зависимость начальных дебитов нефти для отложений бобриковского горизонта от эффективной длины УГУС (рис. 12).

По результатам статистического анализа удельных начальных дебитов нефти всех ГС по объектам получено, что с ростом эффективной длины УГУС от 100 до 200 м средний удельный дебит нефти по тульско-бобриковскому объекту увеличивается на 7,1%, а по турнейскому объекту – снижается на 48,7%.

На основе изложенного выше к бурению на тульско-бобриковский объект можно рекомендовать ГС с длиной УГУС более 200м.

Таким образом, можно утверждать, что применение рассмотренных выше теоретических формул для расчета дебитов нефти ГС, применительно к геолого-физическим условиям месторождений Республики Татарстан, зачастую дают завышенные значения расчетных де-

битов. Данные теоретические формулы не в полной мере описывают зависимость дебита нефти от длины УГУС, не позволяют качественно оценить влияние наиболее существенных факторов, таких как потери депрессии на трение вдоль УГУС, анизотропию пласта и скин-фактор.

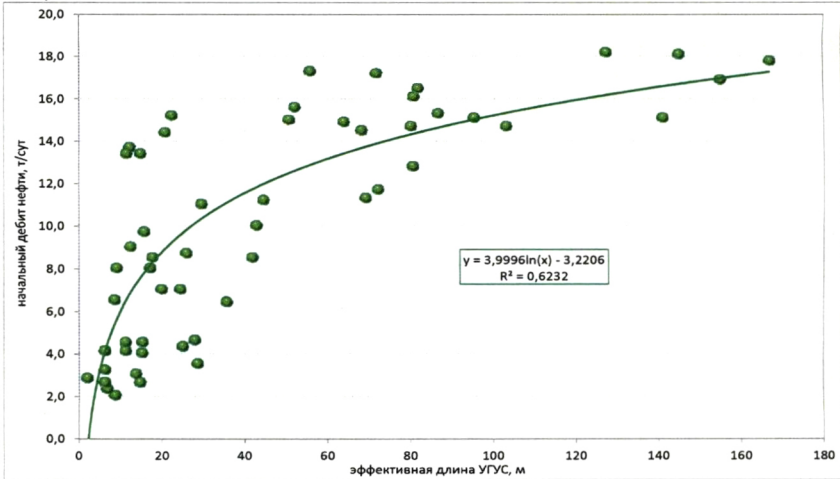


Рис. 12. Зависимость начальных дебитов нефти от эффективной длины УГУС для ГС бобриковского горизонта I группы

Выявлена зависимость отклонения фактических дебитов нефти от расчетных от эффективной длины УГУС. Показано, что чем больше эффективная длина УГУС, тем больше отклонение в сторону уменьшения фактических дебитов нефти ГС от расчетных. По мнению автора, основная причина отклонения заключается в интерференции УГС ГС с вертикальными стволами действующих ВС, и влияние данного фактора можно корректно оценить только с применением математического моделирования с использованием 3D геолого-технологических моделей месторождений.

Проведенные исследования по оценке влияния толщины пласта и размещения УГС на эффективность эксплуатации ГС показали, что местоположение УГУС ГС между кровлей и подошвой пласта практически не оказывает существенного влияния на продуктивность ГС. Отсюда можно заключить, что в сравнительно однородных пластах ствол скважины в продуктивном пласте можно размещать в верхней половине продуктивного пласта, подстилаемого подошвенной водой для продления безводного периода её эксплуатации. Данное утверждение также подтверждается результатами анализа эксплуатации более 304 ГС со средним дебитом по жидкости 16,9 т/сут, у которых местоположение УГУС в пласте колеблется от 0,3 м до 58 м, и в среднем составляет 13,5 м. По башкирскому объекту проанализировано 114 ГС со средним дебитом жидкости 28,6 м³/сут и расстоянием до кровли пласта от 0,5 м до 58 м (в среднем 20,3 м). По результатам анализа получено, что местоположение УГУС ГС между кровлей и подошвой пласта оказывает незначительное влияние на дебит жидкости, в частности, с увеличением расстояния происходит некоторое увеличение дебита жидкости. Причем, с увеличением расстояния УГУС до кровли резко возрастает обводненность продукции ГС. По бобриковскому объекту проанализировано 40 ГС со средним дебитом жидкости 10,6 м³/сут и расстоянием до кровли пласта от 0,6 м до 16,4 м (в среднем 4,4 м). По зависимости дебита жидкости от расстояния до кровли пласта видно, что местоположение УГУС ГС между кровлей и подошвой пласта не оказывает значительного влияния на дебит жидкости. Но

вместе с тем, с увеличением расстояния УГУС до кровли значительно возрастает обводненность продукции ГС. По турнейскому объекту проанализировано 150 ГС со средним дебитом жидкости  $6,9 \text{ м}^3/\text{сут}$  и расстоянием до кровли пласта от 0,3 м до 53,2 м (в среднем 10,9 м). По зависимости дебита жидкости от расстояния до кровли пласта можно увидеть, что местоположение УГУС ГС между кровлей и подошвой пласта не влияет на дебит жидкости. Следует заметить, что по турнейскому объекту с увеличением расстояния УГУС до кровли происходит заметное снижение обводненности продукции ГС.

По результатам анализа эксплуатации 304 ГС можно утверждать, что местоположение УГУС ГС между кровлей и подошвой пласта практически не оказывает существенного влияния на продуктивность ГС, но по башкирскому и бобриковскому объектам резко влияет на обводненность продукции.

В третьей главе рассмотрены некоторые аналитические методы (формулы З.С.Алиева и Ю.П.Борисова) определения дебита РГС с двумя и более УГУС. По зависимости дебита нефти от количества и длины УГУС получено, что с увеличением УГУС более четырех, рост дебита заметно уменьшается. По зависимости дебита нефти РГС от угла наклона и количества УГУС показано, что увеличение угла наклона УГУС практически не влияет на дебит нефти РГС. По полученной зависимости дебита нефти РГС от депрессии и количества УГУС можно увидеть, что с увеличением депрессии у РГС дебит нефти резко возрастает, особенно это заметно при депрессии выше 10 МПа. Увеличение количества УГУС РГС позволит прирастить дебит нефти, так, например, при одинаковой депрессии, равной 5 МПа, дебит РГС с двумя УГУС равняется  $12,8 \text{ т/сут}$ , а с четырьмя УГУС –  $10,8 \text{ т/сут}$ .

По результатам сопоставления расчетных дебитов по нефти, полученных по формулам З.С.Алиева и Ю.П.Борисова, показано, что аналитическая формула Ю.П.Борисова дает несколько завышенные значения.

Проведено сопоставление расчетных дебитов РГС №6159 и №6160 с фактическими дебитами, из которого следует, что дебиты нефти полученные по приближенным формулам дают несколько завышенные значения, особенно, по формуле Ю.П.Борисова (рис. 13). Несколько завышенные значения полученных по аналитическим формулам дебитов РГС, по мнению автора, связаны в основном с тем, что формулы не учитывают такие факторы, как трехмерность течения жидкости, неучет анизотропии пластов по проницаемости, эксцентричность расположения УГУС в пласте и загрязнение околоскважинной зоны пласта.

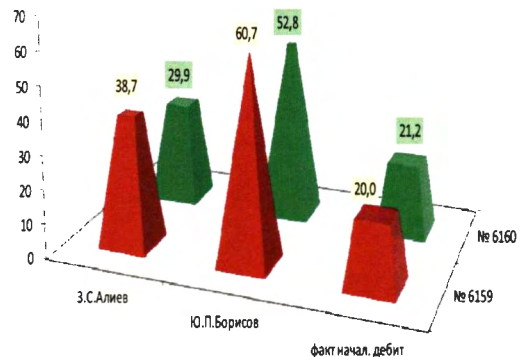


Рис. 13. Сопоставление расчетных и фактических дебитов нефти у РГС №6159 и №6160

Для более детальной оценки начальных дебитов СГО необходимо применять 3D геолого-технологические модели с учетом реальных геолого-физических характеристик пластов.

В данной главе также рассмотрены вопросы конусообразования как у вертикальных скважин, так и у РГС. Результаты исследований, полученные с использованием аналитических формул, а также с использованием 3D геолого-технологических моделей показали, что характер конусообразования у ВС и СГО крайне отличается. Все заключается в продолжительности эксплуатации ВС и СГО с безводным дебитом нефти и поступлением воды в сто-



лы скважин.

При освоении СГО после бурения возникают те же проблемы, что и при освоении ВС, связанные с загрязнением призабойной зоны пласта твердыми частицами и фильтратом бурового раствора, что приводит в результате к снижению коэффициента продуктивности скважины. Рассчитать степень снижения продуктивности СГО и подобрать оптимальный режим необходимой технологии для увеличения гидропроводности призабойной зоны пласта гораздо сложнее, чем для вертикальных скважин. Все заключается в более сложном математическом аппарате, с помощью которого описывается приток жидкости к скважине.

С использованием аналитических уравнений G.M.Giger автором предпринята попытка оценки степени загрязнения призабойной зоны пласта при бурении РГС №1222Г и №1226Г Ново-Суксинского и №6159Г и №56160Г Пионерского месторождения. По результатам исследований установлено, что степень загрязнения ПЗП у РГС прямо зависит от длины УГС и времени их бурения.

**Четвертая глава** посвящена вопросам использования методов математического моделирования для обоснования применения СГО при разработке месторождений нефти.

Математическое описание процесса заводнения нефтяных месторождений основано на общепринятой модели двухфазной фильтрации несмешивающихся несжимаемых жидкостей. В случае изотермического течения соответствующая система уравнений включает уравнения движения - обобщенный закон Дарси для каждой из фаз, уравнения неразрывности.

Система уравнений для трехмерной двухфазной фильтрации слабосжимаемых жидкостей в деформируемой пористой среде в общепринятых обозначениях имеет вид:

$$\frac{\partial}{\partial t}(m\rho_w s_w) + \nabla(\rho_w \bar{W}_w) = 0, \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(m\rho_n s_n) + \nabla(\rho_n \bar{W}_n) = 0, \quad (2)$$

$$\bar{W}_w = -\frac{k(x,y,z)}{\mu_w} \cdot f_w(s) \cdot (\text{grad } p + \gamma_w \cdot i_z), \quad (3)$$

$$\bar{W}_n = -\frac{k(x,y,z)}{\mu_n} \cdot f_n(s) \cdot (\text{grad } p + \gamma_n \cdot i_z), \quad (4)$$

$$s_w + s_n = 1, \quad (5)$$

$$m = m_0 + \beta_m(p - p_0), \quad (6)$$

где:  $\bar{W}_w, \bar{W}_n$  - скорость фильтрации воды, нефти;  $p$  - давление;  $m$  - пористость;  $s_w, s_n$  - водо и нефтенасыщенность;  $k(x,y,z)$  - абсолютная проницаемость пласта;  $f_w(s), f_n(s)$  - функции относительных фазовых проницаемостей воды, нефти;  $\rho_w, \rho_n$  - плотность воды, нефти;  $\mu_w, \mu_n$  - динамическая вязкость воды, нефти;  $\gamma_w, \gamma_n$  - удельный вес нефти, воды.

Система уравнений дополняется замыкающими соотношениями, а также начальными и граничными условиями, включающими условия на скважинах. Начальным условием для давления является гидростатическое распределение давления в пласте, начальная насыщенность пласта задается по результатам геофизических исследований.

Описанная выше система уравнений решается разностно-итерационным методом на прямоугольной сетке. Система разностных уравнений для давления на каждом слое по времени решается методом последовательной верхней релаксации по линиям. Уравнение для насыщенности решается по явной схеме, ориентированной против потока.

При численном моделировании вертикальных скважин для расчета притока жидкости в нее используется известное соотношение:

$$q_z = \sum_{j=1}^{N_j} q_{jk} \quad (7)$$

где  $q_{jk}$  приток жидкости из блока  $(i, j, k)$ :

$$q_{jk} = \left\{ 2\pi k \left( \frac{K_n}{\mu_n} + \frac{K_e}{\mu_e} \right) \Delta z [P_{ijk} - P_c] \right\} / \ln \frac{r_e}{r_c} \quad (8)$$

где  $P_{ijk}$  - среднее значение давления в расчетном блоке;  $P_c$  - забойное давление в скважине;  $r_e$  - эквивалентный радиус, на котором давление равно  $P_{ijk}$ :

$$r_e = 0,14 \sqrt{\Delta x^2 + \Delta y^2} \quad (9)$$

В случае СГО, ориентированной вдоль оси X или Y, соответственно в (7) меняется индекс суммирования.

В случае анизотропного пласта производительность участка скважины, пересекающей ячейку, учитывается введением соответствующих коэффициентов.

Одним из достоинств существующих программ математического моделирования является расчет показателей горизонтальных скважин. СГО и ННС из-за значительной длины имеют больший пространственный контакт с пластом относительно ВС. Поэтому темп отбора и закачки на единицу длины меньше для ВС при одинаковых пластовых условиях. Вместе с этим, потеря давления по стволу может быть значительной.

Потеря давления  $\Delta P_n$  вызванная силами трения, изменением кинетической энергии жидкости и гидростатическим градиентом, будет (см. рис. 14).

$$\Delta P_n = \Delta P_f + \Delta P_k + \Delta P_g, \quad (10)$$

$$\Delta P_f = 1,032 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{f \ell \rho \Delta v^2}{2g_c D}, \quad (11)$$

$$\Delta P_k = 1,032 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{1}{2} \rho \Delta (v^2), \quad (12)$$

$$\Delta P_g = 1,032 \cdot 10^{-2} \cdot \rho g_e \Delta Z, \quad (13)$$

где:  $f$  - коэффициент трения,  $\rho$  - плотность жидкости в  $\text{кг/м}^3$ ,  $v$  - скорость жидкости в  $\text{м/с}$ ,  $g_c$  - ускорение силы тяжести в  $\text{м/с}^2$ ,  $\Delta z$  - интервал перфорации в м,  $\ell$  - длина перфорированного участка горизонтального ствола скважины в м.

Коэффициент трения зависит от числа Рейнольдса  $R_e$ :

$$R_e = v \cdot \rho \cdot D / \mu, \quad (14)$$

где:  $\mu$  - вязкость жидкости в спз;  $D$  - внутренний диаметр в м;  $\rho$  - плотность жидкости в  $\text{кг/м}^3$ .

Коэффициент трения для однофазного течения в скважине вычисляется с помощью уравнения однофазного течения жидкости по стволу. При течении с числом  $R_e < 2000$  справедливо:

$$f = 64 / R_e \quad (15)$$

При больших  $R_e$  используется следующее соотношение:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -1.8 \log \left[ \frac{6.9}{R_e} + \left( \frac{e}{3.7D} \right)^{(10/9)} \right], \quad (16)$$

где:  $e$  - абсолютная шероховатость ствола скважины в м.

Уменьшение кинетической энергии  $P_k$  вызвано изменением скорости течения жидкости вдоль ствола скважины. Скорость течения зависит от диаметра ствола скважины и прито-

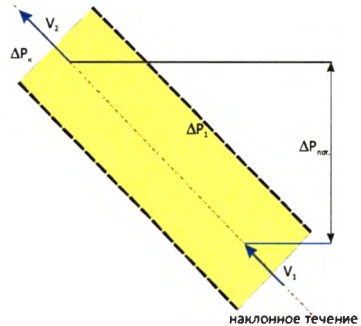


Рис. 14. Потеря давления  $\Delta P$

ка жидкости через перфорационные отверстия. Приток жидкости через перфорацию принимается на входе ствола скважины с нулевой продольной скоростью, с ее увеличением до скорости течения в сегменте ствола.

В четвертой главе также рассмотрены вопросы по обоснованию типа профиля и количества УГС у РГС с использованием 3D геолого-технологических моделей конкретных месторождений.

Большинство авторов при проектировании строительства СГО предлагает преимущественно нисходящие и условно горизонтальные типы профилей в продуктивной части. Возражения против восходящего и волнообразного типа профилей основаны на возможности опережающего обводнения наиболее погруженных начальных участков горизонтального ствола, а также образования в интервалах перегиба профиля «водяных затворов», которые могут препятствовать движению нефти по всей горизонтальной галерее.

С другой стороны, использование волнообразного типа профиля горизонтального ствола повышает вероятность многократного вскрытия каждого из непроницаемых прослоев, что равнозначно увеличению плотности сетки скважин. В свою очередь, это приводит к увеличению как текущих отборов нефти, так и конечного коэффициента нефтеизвлечения.

В то же время из-за трудности бурения волнообразных типов профилей горизонтальных стволов вероятно фактическая реализация вариантов других профилей. В частности, при попытке проходки первой и, особенно, второй восходящей полуволны может оказаться невозможным направить ствол вверх, так как из-за проявления силы тяжести низ бурильной колонны стремится отклониться к подошве пласта. Как следствие, вместо трехкратного прохождения скважиной всех непроницаемых прослоев, достигается либо пересечение горизонта в двух местах укороченным волнообразным профилем уменьшенной протяженности, либо просто нисходящим стволом.

При проектировании профилей горизонтальных стволов скважины необходимо учитывать и обрабатывать большой объем априорной геологической и технологической информации, что создает необходимость привлечения для этой задачи новейших программных комплексов геолого-технологического моделирования, таких как, ECLIPSE, MORE, VIP и других.

С использованием численного моделирования разработки на бобриковской залежи Биклянского месторождения обосновано оптимальное положение и тип профиля УГС. Анализ результатов проведенных численных экспериментов показал, что к размещению каждой РГС и выбору типа профиля УГС необходимо подходить индивидуально, поскольку не бывает совершенно одинаковой геологической среды даже в пределах одного объекта.

В связи с этим, при размещении СГО в любой системе разработки необходимо придерживаться основного принципа, позволяющего повысить эффективность их использования, в частности, при наличии водонефтяных или газонефтяных контактов, для исключения преждевременного прорыва воды, УГС СГО следует размещать как можно дальше от них (учитывая возможность «вылета» условно-горизонтального ствола за пределы продуктивного пласта).

На практике бурение СГО требует дополнительных начальных инвестиций в оборудование, что в конечном счете должно привести к снижению общих капитальных затрат и стоимости разработки залежи, равно как и текущих расходов, через уменьшение числа скважин, необходимых для максимальной выработки запасов нефти. Данная технология позволит свести к минимуму размеры буровых площадок и связанные с ними неблагоприятные воздействия на окружающую среду. Проводка меньшего числа вертикальных скважин должна привести к тому, что намного реже придется преодолевать трудности, связанные с бурением верхней части разреза.

При составлении технологической схемы Сарапалинского месторождения на продук-

тивных отложениях турнейского яруса 7 блока автором, с целью интенсификации выработки запасов нефти, был предложен вариант использования РГС с 4 УГС. В настоящее время на данной залежи в эксплуатации находятся 5 ГС со средним текущим дебитом по нефти 7,4 т/сут и средней обводненностью 30%.

С целью обоснования оптимального количества УГС у РГС на 3D геолого-технологической модели рассмотрены четыре сценария разработки залежи - 1 УГС, 2 УГС, 3 УГС и 4 УГС и один – с бурением 7 ВС. Анализ полученных результатов показал, что наилучшие показатели получаются по варианту с бурением 3-х УГС, с направлением 2-х УГС в сторону центра залежи (рис. 15).

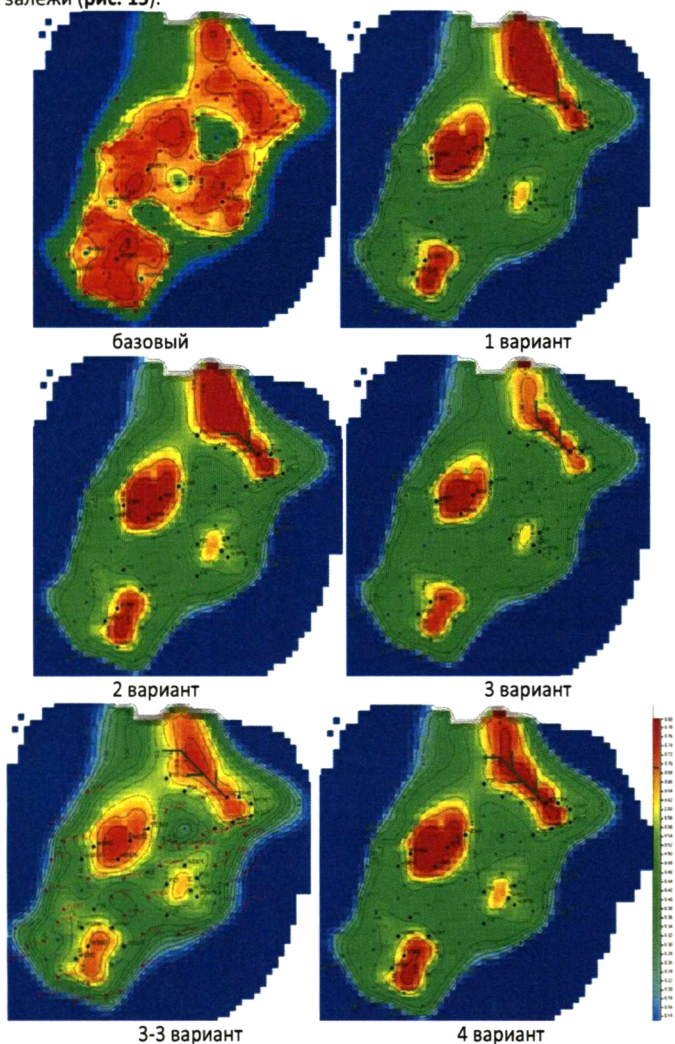


Рис. 15. Схема размещения УГС РГС по вариантам разработки

Получена зависимость накопленной добычи нефти от обводненности продукции РГС с различным количеством УГС.

Применение ГТ, естественно, накладывает определенные условия как на всю систему разработки, так и на размещение нагнетательных и добывающих скважин. Основным аппаратом для исследования особенностей организации ППД и для решения возникающих при этом проблем является комплекс программ по гидродинамическому моделированию разработки нефтяных месторождений, в частности, комплекс программ фирмы LANDMARK и современная вычислительная техника.

С целью демонстрации процедуры решения этой задачи, на примере опытного Западно-Сиреневского участка турнейского яруса Сиреневского месторождения, проведено математическое моделирование разработки.

По результатам сравнительных гидродинамических расчетов по исследованию особенностей системы разработки ППД с применением ГТ (на примере опытного участка залежи Сиреневского месторождения) видно, что поддержание пластового давления на начальном уровне можно обеспечить освоением дополнительных скважин под нагнетание воды или повышением давления нагнетания.

Наиболее реальным является увеличение интенсивности системы заводнения по мере выработки запасов, так как забойные давления с самого начала разработки должны быть оптимальными для залежи конкретного геологического строения на рассматриваемом интервале времени.

Показано также, что вытеснение нефти из пластов, гипсометрически расположенных ниже, в вышележащие, из слабонефтенасыщенных, слабопроницаемых в более продуктивные нефтенасыщенные зоны, из расчлененных зон в зоны слияния более эффективно, чем в обратном направлении.

По анализу результатов математического моделирования разработки нефтяных месторождений с использованием РГС получены зависимости коэффициента нефтеизвлечения, дебита и ВНФ от интенсивности системы заводнения (соотношения добывающих и нагнетательных скважин) и предложены критерии по обоснованию эффективности рекомендуемой системы заводнения, которыми являются коэффициент нефтеотдачи, ВНФ, суммарный дебит скважин, экономические показатели и способность системы заводнения обеспечивать поддержание пластового давления на начальном уровне (рис. 16).

В данной главе также совместно численно решены задачи о движении многофазной многокомпонентной жидкости в пласте и в УГС. При проектировании разработки месторождений, эксплуатирующихся при давлениях на забоях

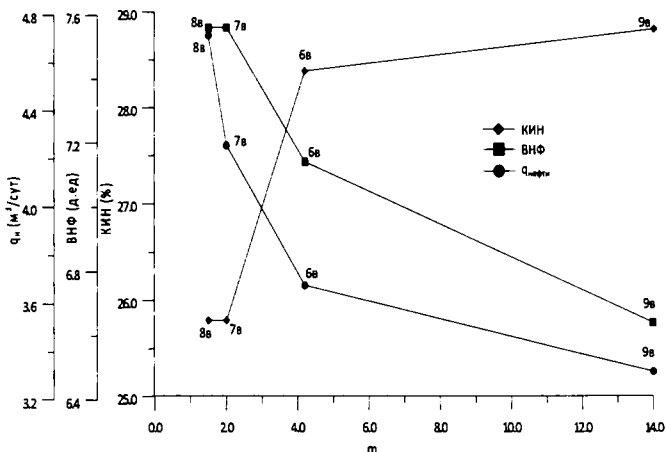


Рис. 16. Зависимость коэффициента нефтеизвлечения, дебита и ВНФ от интенсивности системы заводнения

скважины ниже давления насыщения, приходится сталкиваться с решением задач многокомпонентной фильтрации при наличии нескольких фаз.

Сложность решения таких задач возрастает при применении ГС, по УГС которых движется смесь жидкостей и газа. В силу большой протяженности ГС гидравлическое сопротивление движению такой смеси может приводить к перепаду давления вдоль УГС, соизмеримому с внешними перепадами давления. Таким образом, возникает необходимость сопряжения двух решений: решения задачи о движении многофазной многокомпонентной жидкости в пласте с решением задачи о движении многофазной многокомпонентной жидкости в УГС ГС.

При эксплуатации добывающих скважин при давлениях ниже давления насыщения в окрестности и стволе скважины может возникнуть двухфазное течение нефти и газа. В этом случае изотермическое течение многокомпонентной смеси в пласте постоянной толщины  $H$  можно описать системой уравнений, которая получается комбинацией обобщенного закона Дарси для каждой из фаз и уравнений неразрывности для каждого компонента смеси:

$$mH \frac{\partial F}{\partial t} = \nabla \left[ \rho_n K \frac{K_{rn}}{\mu_n} \nabla (p + \rho_n gZ) + \rho_z K \frac{K_{rz}}{\mu_z} \nabla (p + \rho_z gZ) \right] + q, \quad (17)$$

$$mH \frac{\partial (Fz_k)}{\partial t} = \nabla \left[ \mu_n \frac{k_{rn}}{\mu_n} \nabla (p + \rho_n gZ) + \rho_z \frac{k_{rz}}{\mu_z} \nabla (p + \rho_z gZ) \right] + q_k, \quad (18)$$

где:  $F = \rho_n S_n + \rho_z S_z$

и  $\sum_{k=1}^n z_k = 1, (k = 1, \dots, n).$  (19)

Система уравнений должна быть дополнена условиями фазового равновесия:

$$f_{nk} = f_{zk}, \quad (20)$$

замыкающими соотношениями:

$$\sum_{k=1}^n x_k = 1, \quad \sum_{k=1}^n y_k = 1, \quad \sum_{k=1}^n S_k = 1, \quad (21)$$

$$(1 - v)x_k + vy_k = z_k \quad (22)$$

и граничными условиями на внешней границе области фильтрации и на скважинах.

Насыщенности фаз вычисляются по формулам

$$s_n = \frac{\rho_n(1 - \gamma)}{\rho_n(1 - \gamma) + \rho_z \gamma}, \quad s_z = 1 - s_n. \quad (23)$$

Пласт считается горизонтальным, толщина пласта значительно меньше его протяженности. Считается, что свойства пластовой системы не меняются по координате  $Z$ . При моделировании работы ГС, выделяется ее окрестность в виде цилиндра, диаметр которого равен толщине пласта и внутри которого течение считается осесимметричным. Вне выделенной окрестности течение в пласте считается плоским. Схематизация пластовой системы приведена на рис. 17.

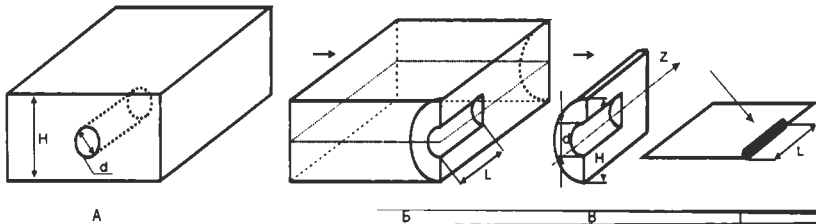


Рис. 17. Схематизация пластовой системы

При движении газожидкостной смеси по стволу скважины потери давления рассчитываются с использованием формулы Дарси-Вейсбаха.

При аппроксимации гидродинамической части задачи использован конечно-элементный метод контрольных объемов, в котором с целью исключения нефизичных осцилляций в решении контрольные объемы выбираются специальным образом с учетом направления скорости движения потока. Для расчета фазовых равновесий использовано сочетание метода Ньютона с методом простых итераций, отличающееся от известного в методе MNVR.

Мольные плотности по сжимаемостям рассчитывались по уравнению Менделеева-Клайперона, вязкость газовой фазы вычислялась по формуле

$$\mu_z = \sum_k \frac{y_k \mu_{kz}}{\sum_j (y_j \Phi_{kj})}, \quad (24)$$

где параметр  $\Phi_{kj}$  определяется по аппроксимации Вильке, а для расчета вязкости чистых компонентов в газе используется теория Чемпена-Энскога.

Для вязкости нефтяной фазы используется формула

$$\mu_n = e^{\sum_i (x_i \ln \mu_{ni})}, \quad (25)$$

а вязкости чистых компонентов в жидкости отыскиваются по модифицированной формуле Ван-Вальсена.

На примере модельной задачи рассмотрена разработка нефтегазового пласта добывающей ГС и нагнетательной ВС для закачки газа. Вязкость нефти принималось равной 100 мПа·с, длина УГС ГС -  $L = 450$  м. По результатам расчетов построены карты изменения пластового давления, из которых видно, что в районе ГС происходит падение пластового давления вдоль ствола ГС. На 730 сутки от начала эксплуатации перепад давления между точками А и В составил 8,2 атм. при пластовом давлении в точке А равном 83,2 атм.

Отмечается также, что вместе с падением общего пластового давления уменьшается и перепад давления вдоль УГС ГС. Так, например, через 5113 суток эксплуатации пластовое давление в точке А составляло 75,2 атм. при перепаде давления вдоль ствола 4,6 атм.

Таким образом, по результатам расчетов можно утверждать, что при добыче высоковязкой нефти ГС большой протяженности при движении многофазной жидкости по УГС скважины наблюдаются перепады давления, соизмеримые с перепадами давления по всему пласту. Это необходимо учитывать при проектировании ГС, так как от этого может зависеть ее эффективность (рис. 18).

В данной главе также рассмотрены вопросы интерференции УГС, которые зачастую возникают при эксплуатации месторождений нефти системами ВС и СГО. Как было сказано выше (гл. 2), РГС с одним или более УГС обычно бурят на старых и достаточно изученных залежах и месторождениях нефти. Нередко, при составлении проектов на разработку того или

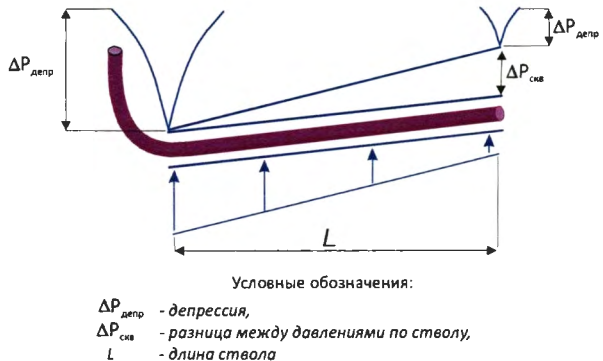


Рис. 18. Схематизация притока жидкости к стволу ГС



иного месторождения проектировщики думают, что тем больше УГС, тем выше дебит нефти РГС, не задумываясь о процессах интерференции между УГС и их влиянии на соседние ВС.

Большое разнообразие геолого-технических условий, различное состояние разработок месторождений ОАО «Татнефть», условия и способы эксплуатации требуют применения различных видов профиля, числа и протяженности УГС СГО.

Сегодня на повестке дня стоят такие актуальные вопросы: - как выбирать наиболее эффективную и экономичную архитектуру РГС; - какое количество УГС может быть наиболее оптимальным у РГС; - существует ли интерференция между УГС РГС; - оказывает ли влияние использование РГС на дебиты ВС.

Для детального рассмотрения данных вопросов необходимо на конкретном нефтяном месторождении с эксплуатирующимися РГС, на базе гидродинамического моделирования проводить исследования, которые позволят получить ответы на выше перечисленные актуальные вопросы.

Остановимся более подробно на рассмотрении эффективности применения двух РГС турнейского яруса Пионерского месторождения: №6159 введена в эксплуатацию в мае 2006 г со средним дебитом по нефти 20 т/сут и обводненностью 12,4% и №6160 в июле 2007 г со средним дебитом по нефти 21,2 т/сут и обводненностью 9,0%. Расположение УГС РГС №№6159 и 6160 и окружающих их ВС и ГС показано на рис. 19.

С целью поиска ответов на выше поставленные вопросы были рассмотрены три варианта разработки Пионерского месторождения: - первый вариант предусматривает разработку месторождения с применением РГС №6159 и №6160 с одним УГС; - второй вариант – по два УГС в каждой РГС; - третий вариант – по три УГС в каждой РГС.

По результатам анализа гидродинамических расчетов первого варианта оценивалось поведение пластового давления вдоль УГС РГС №6160 и дебита нефти, а также влияние УГС РГС на окружающие ВС. Результаты показали, что ввод в эксплуатацию РГС №6160 с одним УГС слегка повлиял на добычу соседних ВС (№5830 и №5838). Во втором варианте по результатам исследований получено, что ввод в эксплуатацию РГС №6159 с двумя УГС заметно повлиял на добычу ВС (№5827 и №5838), РГС №6160 – на добычу ВС №5830, что выразилось резким снижением дебита нефти. По третьему варианту анализ результатов исследований показал, что ввод в эксплуатацию РГС №6159 с тремя УГС заметно повлиял на добычу ВС (№№5827,5837,5838), РГС №6160 – на добычу ВС №№5830,5837, что также выражается резким снижением дебитов нефти у этих скважин.

Исходя из результатов гидродинамических расчетов всех трех вариантов разработки

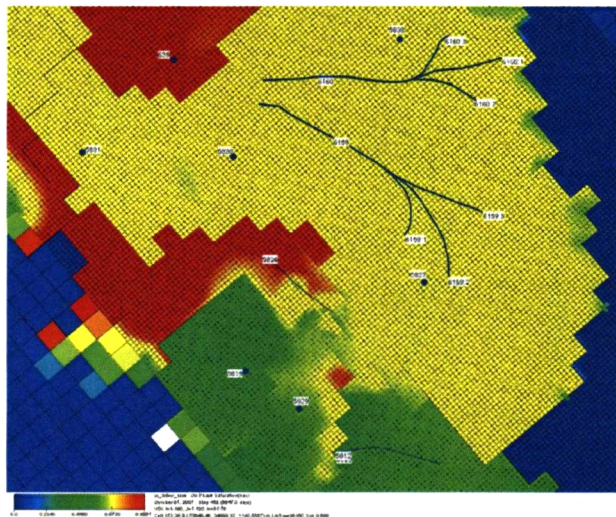


Рис. 19. Схема расположения УГС на участке залежи



Пионерского месторождения попытаемся ответить на вопрос, как зависит дебит РГС №6159 и №6160 от количества УГС. По результатам исследований получены две зависимости: дебит нефти от количества УГС РГС и от обводненности каждого УГС. По первой зависимости видно, что с увеличением количества УГС у каждой РГС темп падения нефти заметно увеличивается.

Результаты моделирования также вскрыли такой факт, что РГС №6159 и №6160 с тремя УГС имеют взаимную интерференцию, т.е. притоки жидкости РГС делят между собой.

В целом, по результатам проведенных исследований получены следующие выводы.

1. Ввод в эксплуатацию РГС с несколькими УГС на разрабатываемых месторождениях (залежах) оказывает существенное влияние на дебиты окружающих ВС. С увеличением количества УГС, вскрывающих продуктивные пропластки, приток нефти к УГС увеличивается за счет окружающих скважин.

2. У РГС, УГС которых вскрывают высоко пористые пропластки, дебит нефти каждого УГС зависит от обводненности линейно. У УГС, вскрывающих низко пористые пропластки, дебит нефти имеет тенденцию к резкому падению при небольшой обводненности.

3. На примере эксплуатации двух РГС №6159 и №6160 можно утверждать, что с увеличением количества УГС РГС от одного до трех, дебит нефти линейно увеличивается.

4. При заложении РГС для разработки нефтяных залежей необходимо учитывать взаимовлияние УГС РГС друг на друга, а также самих скважин.

**Пятая глава** посвящена научно-методическим аспектам реализации технологии многозабойного заканчивания скважин в Республике Татарстан.

Основная задача каждой компании – эффективное использование существующих технологий, которые могут существенно обеспечить увеличение коэффициента нефтеотдачи в зависимости от конкретных геологических особенностей. В связи с этим необходимо разработать соответствующий регламент реализации новой технологии с целью увеличения продуктивности и снижения затрат при строительстве РГС. В качестве основного документа принимается бизнес-план, где рассматриваются проблемы технического характера, обусловленные характеристикой объекта разработки и уровнем совершенства технологии.

Огромный зарубежный опыт и детальный анализ результатов более 35-летней эксплуатации СГО и дальнейшее совершенствование базы знаний путем создания соответствующего регламента реализации данной технологии лежат в основе их будущего применения в ОАО «Татнефть».

Автором разработана соответствующая схема процесса определения основных элементов, влияющих на внедрение новых технологий в области бурения СГО (рис. 20), которая включает 4 этапа.

Целью *первого этапа* является установление соотношения между долговременным бизнес-планом, стратегической ориентацией, запасами нефти, находящимися в различных эксплуатационных объектах, и имеющимися промышленными технологиями. Бизнес-план определяет дебиты нефти, которые диктуются внутренним спросом и состоянием международного рынка.

Соответственно, объекты применения ранжируются в зависимости от запасов углеводородов и добычных возможностей. Объекты разработки имеют определенные геологические характеристики, обуславливающие соответствующие технические требования и проблемы при реализации технологий. Эти требования и проблемы решаются путем выбора имеющихся промышленных технологий и зависят в некоторой степени от развития и/или реализации новых технологий. В данной ситуации имеет место разрыв между существующими технологиями и возможностью компании успешно реализовать развивающиеся новые технологии, чтобы рентабельно удовлетворить технические потребности.

Этот разрыв контролируется внешними и внутренними факторами. Внешние факторы

включают стоимость технологии, качество предоставления услуг буровым предприятием, мировой уровень развития технологий. К внутренним факторам относятся опыт работы ОАО «Татнефть» с конкретной новой технологией, политика управления рисками, учет полученного опыта, передача передового опыта, финансовая поддержка проектов по реализации новой технологии.

*Второй*

*этап* заключается в оценке технического и экономического эффекта, основанного на достоинствах технологии и анализе риска.

*Третий этап* – опытная реализация технологии, оценка эффективности технологии с точки зрения технических и экономических достоинств. Результаты этого этапа позволят заново оценить технический и экономический эффект.

*Четвертый этап* – заключительный и включает реализацию технологии в широком промышленном масштабе. Основной результат и цель – усовершенствование программы разработки коллектора для конкретного эксплуатационного объекта.

Для решения указанных задач появляется необходимость привлечения разнообразных специалистов института «ТатНИПинефть», ООО «ТНГ-Групп» и НГДУ (геофизиков, геологов и разработчиков), которые должны подбирать залежи нефти с соответствующими геологическими, пластовыми и добычными характеристиками для бурения СГО. Таким образом, необходимо сформировать междисциплинарную команду. Первая задача, которая должна быть поставлена перед данной командой – сбор, организация распространения накопленных знаний и опыта, определение наиболее актуальных проблем технического характера, экономическая оценка, анализ риска. Также должны быть определены коллекторы, где может быть осуществлена данная технология. Управление знаниями, передача технологий и постоянная техническая поддержка рассматривались в качестве стратегий при продвижении данной технологии.

В данной главе также показан процесс практической реализации технологии в ОАО «Татнефть», который основывается на комплексном подходе к планированию и разработке технологии строительства СГО.

*Первый этап* – сбор данных и анализ базы знаний. Сбор данных должен включать в себя просмотр внутренних и международных баз данных с целью сбора опубликованных материалов, технических проектов, патентов за последние 10–20 лет. Цель библиографического анализа – определение основных областей знаний, необходимых для реализации техно-

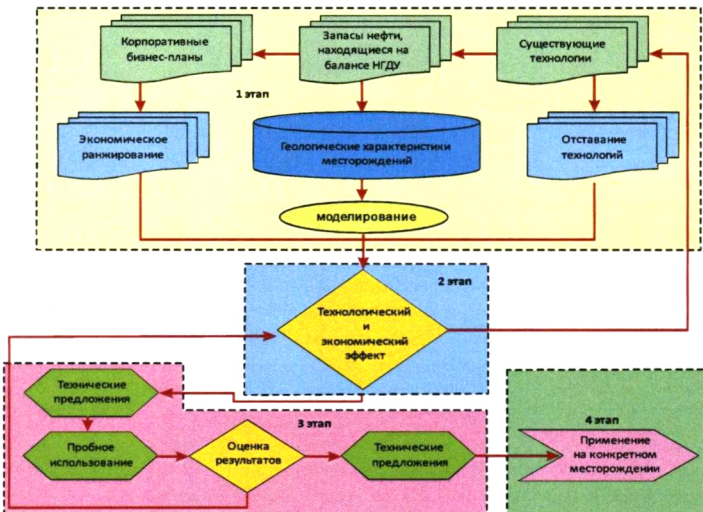


Рис. 20. Технологическая схема процесса внедрения технологии

логий, поиск специалистов, исследовательских центров, сервисных компаний, опытных УБР. В результате такого поиска должны пересматриваться направления деятельности многодисциплинарной команды специалистов. Необходимо также привлечь специалистов по информационному анализу, геологии, геомеханике, геолого-гидродинамическому моделированию, анализу добычи, бурению скважин, заканчиванию, капремонт, экономике, оценке рисков. В конце первого этапа все эти специалисты должны откорректировать и отладить базу данных. Этап сбора данных - основное мероприятие по сбору самого удачного мирового опыта.

*Второй этап* - анализ и систематизация данных. Усилия команды должны быть сосредоточены на анализе данных и их систематизации с целью классификации теоретических и практических знаний, необходимых для реализации технологии многоствольного заканчивания скважин. Должны быть разработаны различные инструменты, обеспечивающие эффективный процесс передачи технологии: соответствующие карты знаний, основные наборы данных, основные направления планирования и проектирования.

Для полной реализации данного этапа в стадии создания находится соответствующий сайт в корпоративной сети интранет ОАО «Татнефть», где будет размещена вся техническая информация, библиографическая база данных, карты знаний, и основные наборы знаний, относящиеся к проекту.

На *третьем этапе* основные усилия должны быть направлены на обмен знаниями в ходе встреч специалистов. Должны быть организованы технические семинары с участием соответствующих специалистов других компаний, занимающихся реализацией данной технологии.

На *четвертом этапе*, в НГДУ на семинарах главных инженеров и главных геологов должны заслушиваться отчеты о работе по реализации технологии многоствольного заканчивания скважин и, по мере необходимости, намечаться мероприятия по их дальнейшей доработке. Только таким образом можно достичь нового уровня интереса каждого НГДУ к технологии многоствольного заканчивания скважин с учетом особенностей залежей нефти.

В главе также проведен детальный анализ результатов эксплуатации 86 РГС с двумя и более УГС.

На турнейские отложения пробурены 34 скважины (1 – 4 ствола, 2 – 3 ствола, 31 – 2 ствола). По месторождениям и залежам РГС распределились следующим образом: залежь 224 – шесть, залежь 51 – четыре, залежь 71 – три, залежь 998 – три, Бухарское – два, Пионерское – два, Соколинское – два, Шегурчинское – два, Ямашинское – два, Ашальчинское – одна, Ново-Суксинское – одна, залежь 201 – одна, залежь 225 – одна, залежь 242 – одна, залежь 41 – одна. Средний текущий дебит нефти 8,5 т/сут, текущая обводненность – 19,6%. Средняя перфорированная толщина у РГС составляет 244,4 метров. По результатам анализа эксплуатации 34 РГС получена зависимость текущего дебита нефти от суммарной длины УГС.

На терригенные отложения бобриковского горизонта пробурено 20 двухствольных скважин. По месторождениям и залежам РГС распределились следующим образом: залежь 3 – семь, Ново-Суксинское – пять, залежь 12 – четыре, залежь 8 – одна, залежь 22 – одна, залежь 190 – одна, Гарейское – одна. Средний текущий дебит нефти 9,2 т/сут, текущая обводненность – 54,8%. Средняя перфорированная толщина у РГС составляет 161,4 метров. По результатам анализа эксплуатации 20 РГС получена зависимость текущего дебита нефти от суммарной длины УГС, по которой видно, что с увеличением длины УГС дебит имеет тенденцию к падению.

На карбонатные отложения башкирского (+серпуховского) яруса пробурены 32 скважины (2 – 3 ствола и 30 – 2 ствола). По месторождениям РГС распределились следующим образом: Нурлатское – девять, залежь 302+303 – восемь, Аксубаево-Мокшинское – четыре, Шегурчинское – три, Ивашкино-Мало-Сульчинское – три, Курманаевское – три, Бурейкин-

ское – одна, Контузлинское – одна. Средний текущий дебит нефти составил 4,6 т/сут при текущей обводненности 39,9%. Средняя перфорированная толщина у РГС составляет 301 метров. По результатам анализа эксплуатации 32 РГС получена зависимость текущего дебита нефти от суммарной длины УГС, по которой видно, что с увеличением длины УГС дебит снижается.

Анализ результатов эксплуатации 86 РГС с двумя и более стволами позволяет сделать следующие выводы: - по текущим дебитам нефти наиболее предпочтительны скважины бобриковского горизонта (9,2 т/сут); - по текущей обводненности предпочтительны скважины турнейского яруса (19,6%).

Выполненная оценка эффективности бурения СГО показала, что в среднем затраты на бурение и эксплуатацию одной ГС окупаются за 8 лет, индекс дисконтированных затрат составляет 1.22, внутренняя норма рентабельности – 29 %. Средние затраты на бурение и эксплуатацию одной РГС окупаются за 7 лет, индекс дисконтированных затрат составляет 1.27, а внутренняя норма рентабельности – 50,8%.

Шестая глава посвящена перспективам применения технологии бурения высокотехнологичных и многофункциональных («интеллектуальных») скважин.

За истекший период в практике многоствольного бурения (МБ) отмечается переход от простых решений в проводке боковых стволов (уровень 1 по системе классификации *TAML*, т.е. без крепления места соединения основного вертикального ствола скважины и бокового ствола в устойчивых, сцементированных породах) к сложным и более надежным конструктивным решениям (ступени 5 и 6 по системе классификации *TAML*, т.е. с применением специальных технологических способов крепления и обеспечения полной механической целостности и герметичности места соединения основного и боковых стволов скважины). Особое значение придается надежности систем соединения стволов, их защите от обрушения пород, простоте их установки при стандартном креплении скважины и приспособляемости к различным конструкциям направленных (восходящих или нисходящих) боковых стволов скважин.

Система совершенствования технологии МБ предполагает постоянное ведение учета всех имевших место событий, как положительных, так и отрицательных, связанных с осуществлением проектов строительства СГО. Каждый конкретный случай и все связанные с ним детали подвергаются подробному анализу и сравнительной оценке.

Рассмотрены типы конфигураций СГО по мировой классификации: - СГО с горизонтальными и пологонаклонными стволами, пробуренными из основного ствола; - многоярусные скважины; - радиальные скважины, в которых из одного УГС бурится система радиальных стволов.

С целью подбора наиболее оптимальной конфигурации РГС для конкретной залежи с использованием программного комплекса VIP фирмы Landmark проведены серии численных экспериментов сравнения технологических показателей работы РГС различной конфигурации, а также варианты с закачкой через вертикальную часть ствола и через один из УГС РГС.

По анализу результатов гидродинамических расчетов получено, что оптимальными, судя по накопленной добыче нефти, являются конфигурации скважин с забоями, пробуренными на каждый пласт. При данных конфигурациях достигаются максимальные накопленная добыча, начальный дебит нефти и минимальная обводненность продукции, но, однако, применение таких РГС может ограничиваться возможностями буровиков и стоимостью работ. Показано, что бурение противоположных стволов на каждый пласт, практически эквивалентно бурению скважины «пачечной конфигурации» с тремя дополнительными забоями в пределах той же зоны дренирования, а с экономической точки зрения более приемлема «пачечная конфигурация». Поэтому такой вид скважин может быть применен как для добывающих, так и для нагнетательных скважин и является наиболее оптимальным.

С целью оптимизации конечной нефтеотдачи в неоднородных коллекторах с использованием технологии интеллектуальных скважин проведено геолого-технологическое моделирование разработки участка Сабанчинского месторождения с бурением РГС с пятью стволами различной длины.

Было рассмотрено несколько вариантов: - прогноз проектирования разработки с бурением РГС с четырьмя УГС различной длины с закачкой воды через скважину № 80 и вариант без закачки воды; - вариант с закачкой воды через скважину № 80 и через пилотный ствол РГС на нижние слои; - вариант с закачкой воды через пилотный ствол РГС на нижние слои; - прогноз проектирования разработки с бурением РГС с пятью УГС различной длины с закачкой воды через скважину № 80 и вариант без закачки воды; - вариант с закачкой воды через скважину № 80 и через пилотный ствол РГС на нижние слои; - вариант с закачкой воды через пилотный ствол РГС на нижние слои (**рис. 21**).

Анализ результатов математического моделирования показал, что наиболее приемлемым является вариант разработки с РГС с пятью УГС различной длины с закачкой воды через пилотный ствол и скважину № 80, по которому достигается максимальная добыча нефти.

С целью ограничения поступления воды в отдельные УГС РГС был рассмотрен вариант использования системы заканчивания с интервальной регулирующей задвижкой, которая позволит отключить отдельные сегменты УГС. По результатам расчетов получено, что перекрытие интервалов перфораций УГС позволяет значительно уменьшить поступление воды в стволы и незначительно увеличить добычу нефти.

Технико-экономический анализ результатов гидродинамического моделирования рассмотренных выше вариантов показывает, что применение предлагаемой технологии «интеллектуальных» РГС позволяет ограничить добычу воды и оптимизировать конечную нефтеотдачу при определенных затратах на покупку соответствующего оборудования.

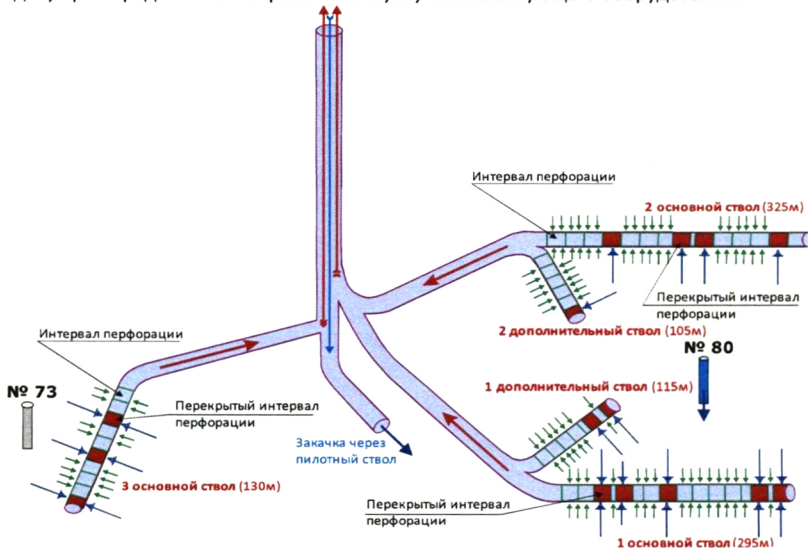


Рис. 21. Схематизация «многофункциональной» РГС

В целом, разработка месторождения РГС с использованием системы заканчивания с интервальной регулирующей задвижкой и с применением системы заводнения позволит окупить единовременные затраты в течение двух лет с высокими показателями внутренней нормы рентабельности и индекса доходности.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

**1. Созданы научно-методические основы применения горизонтальных технологий, учитывающие следующие особенности:**

1.1. По геологическому строению все объекты разработки по перспективности и эффективности горизонтальной технологии бурения скважин подразделены на три категории: - первая категория: объекты с благоприятными геолого-физическими и технологическими критериями (массивные залежи турнейского и башкирского возраста с нефтенасыщенными толщами не менее 10 м и пластовые залежи верейского и яснополянского возраста с нефтенасыщенными толщами не менее 3 м); - вторая категория: объекты с повышенным геологическим и технологическим риском для разветвленно-горизонтального бурения, связанного с высокой расчлененностью нефтенасыщенных объектов, представленных пластами-коллекторами толщиной менее 2 м, наличием газоносного разреза выше нефтяных залежей, зональной ограниченностью залежей и высокой выработанностью запасов. К этой категории относятся почти все объекты разработки многопластового типа башкирского возраста с высокорасчлененными карбонатными коллекторами; - третья категория: водонефтяные зоны и подошвенные части залежей, а также высоковыработанные объекты, для которых геологически, технологически и экономически разветвленно-горизонтальная технология неприемлема.

1.2. При строительстве СГО в зоне с ВНК траекторию УГС необходимо проводить: в карбонатных коллекторах не менее чем на десять метров выше гипсометрической отметки ВНК, в терригенных коллекторах - не менее чем на три метра. При наличии в зоне ВНК плотного прослоя расстояние до кровли пласта устанавливают в зависимости от толщины плотного прослоя и его петрофизической характеристики;

1.3. Выбор уровня сложности СГО и соединения УГС зависит от следующих факторов: толщины продуктивного пласта; литологической характеристики горных пород (в сцементированных породах рекомендуется применять первый и второй уровни сложности, а в несцементированных – третий и более высокие уровни); наличия плотных прослоев в зоне ВНК; цели бурения СГО; требований герметичности соединений УГС; необходимости обеспечения избирательного (совместного или раздельного) притока нефти в скважину;

1.4. Ввод в эксплуатацию РГС с несколькими УГС на разрабатываемых залежах оказывает существенное влияние на дебиты окружающих ВС, в связи с этим, с увеличением количества УГС, вскрывающих продуктивные пропластки, увеличение притока нефти к УГС сопровождается падением дебитов окружающих скважин;

1.5. Аналитическими расчетами и результатами геолого-технологического моделирования показано, что:

- расчетные дебиты нефти СГО имеют несколько завышенные значения, что связано в основном с тем, что теоретические формулы не учитывают такие факторы, как трехмерность течения жидкости, анизотропию пластов по проницаемости, эксцентричность расположения УГС в пласте и загрязнение околоскважинной зоны пласта;

- при добыче высоковязкой нефти при движении многофазной жидкости по УГС скважины наблюдаются перепады давления, соизмеримые с перепадом давления по всему пласту;

- по мере выработки запасов необходимо увеличение интенсивности системы заводнения, так как забойные давления с самого начала разработки должны быть оптимальными для залежи конкретного геологического строения на рассматриваемом промежутке времени;

- вытеснение нефти из пониженных в более повышенные участки, из слабонефтенасыщенных, слабопроницаемых в более продуктивные нефтенасыщенные зоны, из расчлененных зон в зоны слияния более эффективно, чем в обратном направлении.



## **2. На основе статистического анализа 503 ГС и 86 РГС в Республике Татарстан:**

2.1. Получены зависимости дебита нефти от длины УГС по объектам, из которых видно, что по турнейским объектам наибольший дебит СГО по нефти (4,9 т/сут) достигается при длине УГС в среднем 159 м и их дальнейшее увеличение не приводит к заметному приросту дебита; по бобриковским - наибольший дебит СГО по нефти (11,3 т/сут) достигается при длине УГС в среднем 140 м, но в близких горно-геологических условиях в ВНЗ протяженные УГС могут повысить эффективность разработки за счет более низкого темпа обводнения; по башкирским СГО наибольший дебит по нефти (5,9 т/сут) достигается при длине УГС, равном в среднем 368 м. Но нужно заметить, что со временем эксплуатации с ростом обводненности продукции происходит заметное снижение текущего дебита по нефти от начального.

2.2. Выделен диапазон рассеивания расчетных дебитов нефти в зависимости от длины УГС и проведено их сопоставление с фактическим начальными дебитами. Получено, что из рассмотренных 478 ГС всех продуктивных объектов, находящихся в эксплуатации в ОАО «Татнефть», только у 17,8% ГС дебиты нефти находятся в диапазоне рассеивания расчетных значений, у 64,6% - ниже и у 17,6% - выше. По объектам эксплуатации 18,4% ГС бобриковского объекта, 11,3% турнейского объекта и 27,3% башкирского объекта находятся в диапазоне рассеивания расчетных значений. Начальные дебиты основного количества ГС находятся ниже диапазона рассеивания, например, по башкирскому объекту – 67,1% ГС, 25,4% - бобриковского объекта и 83,3% - турнейского объекта. Но есть и ГС, у которых фактические дебиты нефти выше диапазона рассеивания расчетных значений, например, по башкирскому объекту 5,6% ГС, 56,1% - по бобриковскому объекту и 5,4% - по турнейскому объекту. Нужно отметить, что начальные дебиты нефти СГО имеют тенденцию к отклонению от расчетных в сторону уменьшения в зависимости от увеличения длины УГСУС.

2.3. Для отложений бобриковского горизонта определена зависимость начального дебита нефти от эффективной длины УГСУС ГС. Показано, что с увеличением эффективной длины УГСУС в изученном диапазоне СГО наблюдается тенденция к росту начального дебита нефти. В связи с этим к бурению на данные отложения рекомендуется ГС с длиной УГСУС более 200 м.

2.4. Выявлены следующие основные причины низкой продуктивности некоторых СГО:

- большие изменения в распределении пластового давления в области дренирования скважины в связи с тем, что большинство СГО бурятся на разрабатываемых месторождениях;
- излишняя или недостаточная извилистость ствола скважины;
- неоднородность пласта по простиранию, особенно для длинных скважин;
- наличие локальных зумпфов в стволах, в которых наблюдаются скопления воды и газа;
- наличие воды в стволе и в призабойной зоне скважины;
- недостаточное качество вскрытия продуктивного пласта, которое напрямую зависит от длины УГС и продолжительности их бурения;
- бурение на осложненных геологических условиях;
- наличие плотных прослоев, высокая слоистость;
- неудовлетворительное обеспечение системы ППД.

2.5. Показано, что применение технологии заканчивания с интервальным регулирующим клапаном в РГС позволяет ограничить добычу воды и оптимизировать конечную нефтеотдачу при определенных затратах на покупку соответствующего оборудования, поэтому разработка месторождения РГС с данной технологией и с применением системы заводнения позволит окупить единовременные затраты в течение двух лет с высокими показателями внутренней нормы рентабельности и индекса доходности.

**3. Результаты работы реализованы в РД 39-0147585-214-00, РД 153-39.0-421-05, РД 153-39.0-426-05 и РД 153-39.0-597-08, в соответствии с которыми успешно пробурены десятки РГС на месторождениях Республики Татарстан.**

Основные положения диссертационной работы опубликованы в следующих работах:

Монография

1. И.Н.Хакимзянов, Р.С.Хисамов, Р.Р.Ибатуллин, Р.Т.Фазлыев, А.И.Никифоров. Наука и практика применения разветвленных и многозабойных скважин при разработке нефтяных месторождений. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2011. –320 с.

Статьи в ведущих рецензируемых журналах и изданиях, входящих в перечень ВАК и патенты:

2. Хакимзянов И.Н. Опыт эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием в Татарстане // Нефтяное хозяйство. – 2012. № 1. – С. 82-84.

3. Хакимзянов И.Н. Особенность разработки локальных участков залежей Ромашкинского месторождения разветвленно-горизонтальными скважинами // Нефтепромысловое дело. – 2012. №4. –С.12-15.

4. Хакимзянов И.Н. Оценка влияния интерференции условно-горизонтальных стволов разветвленно-горизонтальной скважины на эффективность ее эксплуатации (на примере РГС №6159 и 6160 Пионерского месторождения) // Нефтепромысловое дело. – 2012. №5. –С.9-14.

5. Файзуллин И.Н., Низаев Р.Х., Рамазанов Р.Г., Фазлыев Р.Т., Лисин А.С., Кульмамиров А.Л., Хакимзянов И.Н., Хабибуллин И.Р. Использование моделирования для решения задач по повышению эффективности доразработки месторождений нефти, находящихся на поздней стадии разработки //Георесурсы. - 2001. № 4(8). –С. 12-14.

6. Салахова Л.Н., Хакимзянов И.Н. Построение трехмерных геологических моделей многопластовых месторождений для определения оптимального варианта разработки //Георесурсы. - 2002. №3(11). – С. 26-29.

7. Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Хакимзянов И.Н., Фазлыев Р.Т. Строительство и эксплуатация многозабойных скважин // Бурение и нефть. – 2005. -№ 7-8. – С. 28 - 30.

8. Пат. 1836551 Российская Федерация, МПК<sup>5</sup> Е 21 В 43/30. Способ разработки нефтяной залежи / Бакиров И.М., Хакимзянов И.Н.; заявитель и патентообладатель Татарский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности. - № 4941399; заявл. 03.06.1991; опубл. 23.08.1993, Бюл. № 31.

Публикации в других научно-технических изданиях:

9. Никифоров А.И., Хакимзянов И.Н. Метод подобластей для задач конвекции-диффузии //Вопросы математического моделирования процессов фильтрации и рациональной разработки нефтяных месторождений: сб. тр. Казанского филиала физико-технического института РАН. – Казань. – 1989 г. – С. 27 – 31.

10. Никифоров А.И., Хакимзянов И.Н. Об одном методе расчета фазового равновесия многокомпонентной смеси //Вопросы математического моделирования процессов фильтрации и рациональной разработки нефтяных месторождений: сб. тр. Казанского филиала физико-технического института РАН. – Казань. – 1989 г. – С. 32 - 36.

11. Хакимзянов И.Н., Фазлыев Р.Т., Никифоров А.И. Оптимизация режимов работы скважин в условиях двухфазной фильтрации // тез. докл. XXI - науч. - техн. конф. мол. учен. и спец. ТатНИПИнефть, - Бугульма. – 1990. – с. 4.

12. Никифоров А.И., Хакимзянов И.Н. Моделирование многокомпонентной фильтрации с применением метода конечных элементов // Разработка газоконденсатных месторождений. Секция «Фундаментальные поисковые научные исследования»: тез. докл. межд. конф., - Краснодар. – 1990. – С. 165 – 166.

13. Khakimzyanov I.N., Nikiforov A.I. Numerical Simulation of Two-dimensional Multicomponent Filtration by Finite-Element method //International Conference on Flow Through Porous

Media: Fundamental and Reservoir Engineering Application. - Moscow. - 1992. - P. 16 - 20.

14. Фазлыев Р.Т., Никифоров А.И., Хакимзянов И.Н. О моделировании методом конечных элементов вытеснения нефти газом // Машинные методы решения задач теории фильтрации: тез. Республиканского научно-технического семинара 23-25 июня 1992 г. – Казань. 1992. – С.28-29.

15. Хакимзянов И.Н., Фазлыев Р.Т., Никифоров А.И. Об одном методе численного решения задач многофазной многокомпонентной фильтрации // Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка). Нефть и битумы : сб. тр. Междунар. конф., 4-8 окт.1994 г., Казань : в 6 т. - Казань. -1994. Том 6. - С. 2073 - 2082.

16. Рамазанов Р.Г., Хакимзянов И.Н., Фазлыев Р.Т. Обоснование бурения горизонтальных скважин на Бухарском нефтяном месторождении с использованием двумерной численной модели // Проблемы развития нефтяной промышленности Татарстана на поздней стадии освоения запасов: тез. науч.-практ. Конф. 27-28 октября 1994 г. – Альметьевск. – 1994. – С. 114-115.

17. Хакимзянов И.Н., Фазлыев Р.Т., Нуреева Н.С. О влиянии анизотропии и положения ГС в пласте на ее продуктивность // Геология, разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Татарстана: тр. ТатНИПИнефть. – Бугульма. – 1996. – С. 73 – 80.

18. Хакимзянов И.Н., Рамазанов Р.Г., Фазлыев Р.Т. Моделирование разработки нефтяных месторождений с применением горизонтальных скважин // Геология, разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Татарстана: тр. ТатНИПИнефть. – Бугульма. – 1996. – С. 81 – 89.

19. Муслимов Р.Х., Сулейманов Э.И., Фазлыев Р.Т., Рамазанов Р.Г., Хакимзянов И.Н. Системы разработки нефтяных месторождений с горизонтальными скважинами // Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений. Состояние, проблемы и пути их решения : мат. совещания, г. Альметьевск, сент. 1995 г. - М.: ВНИИОЭНГ, -1996. –С. 254 - 278.

20. Яртиеv А.Ф., Хакимзянов И.Н. Особенности применения горизонтальных скважин для увеличения нефтеотдачи многопластовых низкопродуктивных месторождений и высокообводненных залежей // Концепция развития методов увеличения нефтеизвлечения: мат. семинара-дискуссии, Бугульма, 27-28 мая 1996 г. – Казань, изд-во Казанского математического общества, – 1997. – С. 167 - 171.

21. Сулейманов Э.И., Хакимзянов И.Н., Яртиеv А.Ф., Фазлыев Р.Т. Анализ и обобщение опыта эксплуатации первых семи горизонтальных скважин АО «Татнефть» // Концепция развития методов увеличения нефтеизвлечения: мат. семинара-дискуссии (Альметьевск 24-26 июня 1996 г.) – Казань, изд-во «Новое Знание», 1998. – С. 13 - 21.

22. Хакимзянов И.Н., Бакиров И.М., Фазлыев Р.Т. Математическое моделирование разработки нефтяных месторождений с применением горизонтальной технологии (на примере опытного участка Сиреневского месторождения) // Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений. Том 1. Фундаментальные основы нефтяной геологии. Секция «Математические методы и моделирование»: тр. юбил. конф. -Санкт-Петербург. - 1999, - С. 320 - 328.

23. Хакимзянов И.Н., Рамазанов Р.Г., Фазлыев Р.Т. К моделированию разработки нефтяных месторождений Татарстана с применением горизонтальных скважин. // Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей: сборник докладов I межд. конф. п. Шепси, Краснодарский край, 16-20 июня 1997 г. – Краснодар: «Советская Кубань», 1999 – С. 261 – 273.

24. Хакимзянов И.Н., Шаропова Л.Н., Фазлыев Р.Т. и др. Опыт геологического и гидродинамического моделирования на примере Биклянского месторождения // журн. Нефть Татарстана. - 2000, № 1, - С. 57-62.

25. Хакимзянов И.Н., Шарапова Л.Н., Фазлыев Р.Т. и др. Обоснование применения горизонтальных скважин на Бикляном месторождении с использованием гидродинамического моделирования //Мат. семинара-дискуссии «Горизонтальные скважины: бурение, эксплуатация, исследование». Актюба, 2-3 декабря 1999 г. – Казань : Мастер Лайн. - 2000. - С.105-122.

26. Хакимзянов И.Н., Фазлыев Р.Т., Хакимзянова О.И. Исследование влияния основных параметров системы продуктивный пласт-ГС на эффективность горизонтальной технологии // Научный потенциал нефтяной отрасли Татарстана на пороге XXI века: тр. ТатНИПИнефть, - 2000. - С. 7-14.

27. Хакимзянов И.Н., Фазлыев Р.Т., Хакимзянова О.И. К исследованию конусообразования воды при эксплуатации вертикальных и горизонтальных скважин // Научный потенциал нефтяной отрасли Татарстана на пороге 21 века : тр. ТатНИПИнефть. – Бугульма. 2000. – С. 42-54.

28. Хакимзянов И.Н., Фазлыев Р.Т., Хакимзянова О.И. Математическая модель вытеснения нефти водой с гелеобразующими добавками // Научный потенциал нефтяной отрасли Татарстана на пороге 21 века : тр. ТатНИПИнефть. – Бугульма. 2000. – С. 79-86.

29. Муслимов Р.Х., Хакимзянов И.Н., Фазлыев Р.Т. Об одной задаче минимизации накопленной воды в условиях двухфазной фильтрации //Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Татарстана: сб. науч. тр. ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2000. – С. 104 – 108.

30. Хакимзянов И.Н., Рамазанов Р.Г., Фазлыев Р.Т. К моделированию разработки нефтяных месторождений Татарстана с применением горизонтальных технологий // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Татарстана: сб. науч. тр. ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2000. – С. 130 – 136.

31. Сулейманов Э.И., Хакимзянов И.Н., Яртиев А.Ф., Фазлыев Р.Т. Анализ и обобщение опыта использования первых семи горизонтальных скважин АО "Татнефть" // Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения : докл. второго международного симпозиума, 23-27 июня 1997 года, Санкт-Петербург. – Санкт-Петербург. 2000. – С. 154-165.

32. Хакимзянов И.Н., Салахова Л.М., Бакирова Г.Х., Фазлыев Р.Т., Ахметшакиров М.М. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений с применением горизонтальных скважин путем математического моделирования // Новые идеи поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений: тр. научн.-практ. конф. VII межд. выст. "Нефть, газ - 2000", (Казань, 5-7 сентября 2000г) - в 2 томах. -т. II., Казань: Экоцентр, 2000. - С. 213 - 220.

33. Низаев Р.Х., Хакимзянов И.Н., Лисин А.С., Кульмамиров А.Л. Проблемы создания трехмерной гидродинамической модели на базе пакета программ фирмы "Landmark". // Новые идеи поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений: тр. научн.-практ. конф. VII межд. выст. "Нефть, газ - 2000", (Казань, 5-7 сентября 2000г) - в 2 томах. -т. II., Казань: Экоцентр, 2000. - С. 225 - 233.

34. Файзуллин И.Н., Рамазанов Р.Г., Хисамов Р.С., Низаев Р.Х., Хамидуллина А.Н., Хакимзянов И.Н., Лисин А.С., Кульмамиров А.Л. Изучение возможности извлечения остаточных запасов нефти путем забуривания вторых горизонтальных стволов на 1 блоке Абдрахмановской площади с использованием трехмерного пакета программ фирмы "Landmark" // Новые идеи поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений: тр. научн.-практ. конф. VII межд. выст. "Нефть, газ - 2000", (Казань, 5-7 сентября 2000г) - в 2 томах. -т. II., Казань: Экоцентр, 2000. – С. 313-316.

35. Ibatullin R.R., Abdulmazitov R.G., Yusupov I.G., Falyev R.T., Khakimzyanov I.N. Experience of application of horizontal technology in development of the fields in Uralo-Povolzhsky region of Russia // Specifically in domain of science and technology of upstream oil industry: The 11th Oil, Gas & Petrochemical Congress. CD version. – Tehran. Iran. – October 2001.

36. Абдулмизитов Г.С., Салахова Л.Н., Хакимзянов И.Н., Салахова Л.Н. Особенности 3D моделирования сложнопостроенных залежей с высоковязкими нефтями (на примерер месторождений Татарстана // Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей: тез. III межд. науч.-практ. конф. – Краснодар. – 2001. – С. 5.

37. Ибатуллин Р.Р., Хакимзянов И.Н., Фазлыев Р.Т. Обоснование положения горизонтального ствола в продуктивном пласте с использованием гидродинамического моделирования // Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей: тез. III межд. науч.-практ. конф. – Краснодар. – 2001. – С. 57.

38. Ibatullin R.R., Abdulmizitov R.G., Yusupov I.G., Falyev R.T., Khakimzyanov I.N. Experience of Horizontal Technology of Oil Fields in Uralo-Povolzsky Region of Russia // CD version Oil & Gas Journal's International MULTILATER WELL CONFERENCE. - The San Luis Resort, Galveston, Texas). - march 5 – 7, 2002.

39. Хакимзянов И.Н. Совершенствование разработки нефтяных месторождений с применением горизонтальных скважин на основе математического моделирования. Диссертация на соискание ученой степени канд. тех. наук. Бугульма, 2002. 161 с.

40. Хакимзянов И.Н., Фазлыев Р.Т., Розенберг И.Б. К проектированию профиля горизонтальной скважины // Интервал. - 2002. №9. – С. 74-78.

41. Khisamov R.S., Ibatullin R.R., Fazlyev R.T., Khakimzyanov I.N. Twenty-Five Year's Experience of Horizontal Drilling in the Republic of Tatarstan (Russia) // Paper № 2003-008. CD version CANADIAN INTERNATIONAL PETROLEUM CONFERENCE 54th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society. - Calgary Stampede Roundup Centre Calgary, Alberta, Canada. - June 10 - 12, 2003.

42. Хисамов Р.С., Абдулмизитов Р.Г., Хакимзянов И.Н., Фазлыев Р.Т., Яртиева А.Ф., Петров В.Н. Технико-экономическое обоснование применения интеллектуальных скважин на месторождении с трудноизвлекаемыми запасами нефти (на примере Сабанчинского месторождения) // Высокотехнологичные скважины: Тр. 1-й межд. конф., Отель Рэдисон САС Славянская. - Москва, Россия, 24-26 июня 2003 г., с. 1-5.

43. Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Фазлыев Р.Т., Хакимзянов И.Н., Петров В.Н. Реанимация старого фонда скважин Ромашкинского месторождения путем резки боковых стволов и боковых горизонтальных скважин // Высокотехнологичные скважины: Тр. 1-й межд. конф., Отель Рэдисон САС Славянская. - Москва, Россия, 24-26 июня 2003 г., с. 6-9.

44. Хисамов Р.С., Хакимзянов И.Н., Фазлыев Р.Т. Методические аспекты реализации технологии многозабойного заканчивания скважин в ОАО «Татнефть» // Эффективность геологоразведочных работ и результаты опытно-промышленных работ по использованию новых технологий поиска залежей углеводородов: тр. межрег. геолог. научн. техн. конф. - Лениногорск. – 2003. – С. 154-156.

45. Хакимзянов И.Н., Фазлыев Р.Т., Баширцева Н.Г. Текущее состояние и перспективы развития горизонтальной технологии в Республике Татарстан // Строительство горизонтальных скважин: сб. докл. VII межд. конф. по горизонтальному бурению (г. Ижевск, 23-24 октября 2002 г.). – Москва, изд-во Нефть и газ». - 2003. – С. 89.

46. Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Хакимзянов И.Н., Фазлыев Р.Т., Петров В.Н. Опыт строительства и эксплуатации скважин сложной архитектуры в ОАО «Татнефть» // научн.-техн. журнал «Технологии ТЭК», издательский дом «Нефть и капитал», №6 (19). - 2004, - С. 19 – 25.

47. Ибатуллин Р.Р., Хакимзянов И.Н., Фазлыев Р.Т. Научно-методические аспекты реализации технологии многозабойного заканчивания скважин в ОАО «Татнефть» // Внедрение современных технологий повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами : сб.. докл. регион. научн.-практ. конф., г. Ижевск, 4-5 ноября 2004 г. – С. 93-102.

48. Ибатуллин Р.Р., Хакимзянов И.Н., Фазлыев Р.Т. Научно-методические аспекты реализации технологии многоствольного заканчивания скважин в ОАО «Татнефть» // Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей: тр. IV межд. г. Анапа, Краснодарский край, 29 сент. - 3 окт. 2003 г.) / НК "Роснефть". Изд-во «ЭДВИ», - Краснодар, - 2004. - С. 165 - 177.

49. Хакимзянов И.Н., Фазлыев Р.Т. Обоснование применения интеллектуальных скважин на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти с использованием гидродинамического моделирования // Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей: тр. IV межд. г. Анапа, Краснодарский край, 29 сент. - 3 окт. 2003 г.) / НК "Роснефть". Изд-во «ЭДВИ», - Краснодар, - 2004. - С. 178 - 192.

50. Яртиев А.Ф., Хакимзянов И.Н., Мехеев Е.В., Фазлыев Р.Т. Целесообразность инвестиций в разработку нефтяных месторождений (на примере горизонтальных технологий) // 5 конгресс нефтегазопромышленников России : мат. конгресса, г. Казань, 8-10 сентября 2004 г. - изд-во «Новое знание», - Казань, - С. 111.

51. Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Хакимзянов И.Н., Петров В.Н., Фазлыев Р.Т. Восстановление бездействующего фонда скважин на площадях Ромашкинского месторождения путем зарезки БС и БГС // научн.-техн. журнал «Технологии ТЭК», издательский дом «Нефть и капитал», № 6. - 2005, - С. 31 - 35.

52. Петров В.Н., Хакимзянов И.Н., Фазлыев Р.Т. Технологические и экономические аспекты резки вторых стволов на месторождениях Татарстана // Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения : научн.-практ. конф., посвященная 50-летию бурения первой РГ-скважины Григоряна, Казань, 18-19 декабря 2003 года. Изд-во «Плутон», - Казань, - 2005, - С. 149 - 151.

53. Хакимзянов И.Н. Обоснование заложения многофункциональной скважины на Сабанчинском нефтяном месторождении с применением геолого-гидродинамической модели // Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения : научн.-практ. конф., посвященная 50-летию бурения первой РГ-скважины Григоряна, Казань, 18-19 декабря 2003 года. Изд-во «Плутон», - Казань, - 2005, - С. 154 - 155.

54. Ибатуллин Р.Р., Хакимзянов И.Н., Фазлыев Р.Т. Опыт ведущих зарубежных нефтяных компаний в области высокотехнологичных скважин // Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения : научн.-практ. конф., посвященная 50-летию бурения первой РГ-скважины Григоряна, Казань, 18-19 декабря 2003 года. Изд-во «Плутон», - Казань, - 2005, - С. 156 - 157.

55. Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Хакимзянов И.Н., Фазлыев Р.Т. Горизонтальная технология разработки нефтяных месторождений в Татарстане: успехи и проблемы // Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения : научн.-практ. конф., посвященная 50-летию бурения первой РГ-скважины Григоряна, Казань, 18-19 декабря 2003 года. Изд-во «Плутон», - Казань, - 2005, - С. 227 - 229.

56. Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Хакимзянов И.Н., Фазлыев Р.Т. Опыт строительства и эксплуатации многозабойных скважин // Журнал «Нефть и жизнь», №3 (15) - 2005. - С. 42-43.

57. Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Хакимзянов И.Н., Фазлыев Р.Т. Анализ эффективности применения горизонтальных скважин на месторождениях Республики Татарстан // Строительство горизонтальных скважин : сб. докл. 9 Международной конференции по разработке нефтяных и газовых месторождений горизонтальными скважинами, Ижевск, 2-3 ноября, 2004 г. - РГУ нефти и газа, Москва. 2005. - С. 134-139.

58. Ибатуллин Р.Р., Хакимзянов И.Н., Петров В.Н., Фазлыев Р.Т. Строительство боковых



стволов - основной путь реанимации нерентабельных скважин // Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей : тез. 5-й междунар. научн.-практ. конф., 3-6 окт. 2005 г., г. Геленджик / НК "Роснефть". – Краснодар, 2005, - С. 16-17.

59. Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Хакимзянов И.Н., Фазлыев Р.Т., Миронова Л.М. Опыт проектирования, строительства и эксплуатации многозабойных скважин в Республике Татарстан // Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей : тез. 5-й междунар. научн.-практ. конф., 3-6 окт. 2005 г., г. Геленджик / НК "Роснефть". – Краснодар, 2005, - С. 18-19.

60. Хакимзянов И.Н. Методические аспекты реализации технологии многозабойного заканчивания скважин // Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей : тез. 5-й междунар. научн.-практ. конф., 3-6 окт. 2005 г., г. Геленджик / НК "Роснефть". – Краснодар, 2005. – С.21-22.

61. Хакимзянов И.Н., Мусин Р.А., Гарифов К.М. Техничко-экономическое обоснование применения оборудования одновременно-раздельной эксплуатации пластов на многопластовых объектах // Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: тез. VII научн.-практ. конф. Геленджик, 25-27 сентября 2007 г. – Москва, 2007, - С. 63.

62. Хакимзянов И.Н., Ибатуллин Р.Р., Фазлыев Р.Т. Новейшие технологии оптимизации систем разработки и эксплуатации нефтяных месторождений в ОАО «Татнефть» // Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: тез. VII научн.-практ. конф. Геленджик, 25-27 сентября 2007 г. – Москва, 2007, - С. 76-77.

63. Хакимзянов И.Н., Ибатуллин Р.Р., Фазлыев Р.Т., Миронова Л.М. Опыт и проектирование дальнейшего применения многозабойных скважин на месторождениях Татарстана // Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: тез. VIII научн.-практ. конф. п. Небур, 15-18 сентября 2008 г. - Москва, 2008, - С. 57.

64. Ибатуллин Р.Р., Хакимзянов И.Н., Рамазанов Р.Г., Идиятуллина З.С. Этапы становления и дальнейшие перспективы развития горизонтальных технологий в Республике Татарстан // Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: тез. X научн.-практ. конф. г. Геленджик, 21-23 сентября 2010 г. – Москва, ЗАО «Нефтяное хозяйство», 2010, - С. 39.

65. Ибатуллин Р.Р., Хакимзянов И.Н., Рамазанов Р.Г., Идиятуллина З.С. Прошлое, настоящее и будущее применения скважин сложной архитектуры при разработке нефтяных месторождений в ОАО «Татнефть» // Прошлое, настоящее и будущее нефтяных месторождений в Республике Татарстан: сб. докл. научн.-практич. конф. посв. 60-летию образования ОАО «Татнефть». – Наб. Челны, ООО «Офис-Трейд», 2010. – С. 58 – 65.

66. Хакимзянов И.Н., Ибатуллин Р.Р., Бакиров И.М., Разживин Д.А. Исследование эффективности эксплуатации РГС №6159 и №6160 на Пионерском месторождении с применением геолого-гидродинамической модели // Актуальные вопросы инновационного развития нефтегазовой отрасли: тр. 2-ой междунар. конф. ЭНЕРКОН. 22-24 июня 2011. г. Москва.

67. Хакимзянов И.Н., Разживин Д.А., Багаутдинов Г.М. Об особенностях разработки Нижнечутинского месторождения высоковязкой нефти республики Коми // Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: тез. XI научн.-практ. конф. 27-30 сентября 2011 г. Геленджик. – Москва, ЗАО «Нефтяное хозяйство», 2011, - С. 70.

Соискатель



Хакимзянов И.Н.





10<sup>2</sup>

Отпечатано в секторе оперативной полиграфии  
института «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть»  
на HP CJI CM6040 (1), Ricoh 3045  
тел.: (85594) 78-656, 78-565  
Подписано в печать 13.08.2012 г.  
Заказ № 13081201 Тираж -100 экз.